

Die Re-Regulierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes

eingereicht als

DIPLOMARBEIT

an der

HOCHSCHULE MITTWEIDA

UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES

Fakultät Wirtschaftswissenschaften

Lochau, 2010

Erstprüfer :	Prof. Dr. jur. Kerstin Walther-Reining
Zweitprüfer :	Prof. Dr. rer. Oec. Volker Tolkmitt
Verfasser :	Walter Egon Burgartz Klausmühle 1/5 6911 Lochau (Österreich)

Vorwort

Auf Grund der dynamischen Entwicklung der Regulierungsvorgaben und der daraus resultierenden fehlenden Rechts-, Planungs- und Finanzierungssicherheit sowie dem Mangel an entsprechender (gültiger) Literatur ist es für einen österreichischen Verteilernetzbetreiber äußerst schwierig, die jeweils geltenden Vorgaben bestimmungsgemäß umzusetzen und deren Konsequenzen abschätzen zu können.

Diese Arbeit soll als verständliche Basisliteratur für den Einstieg in die Thematik der Regulierung des Verteilernetzbetriebes (Netzregulierung) dienen.

Dazu wurde folgende Gliederung gewählt:

Aufbauend auf die Erläuterung von die Elektrizitätswirtschaft bzw. die Verteilernetze charakterisierenden Eigenschaften und einem Überblick über die Entwicklung der Strommarktliberalisierung folgt eine Auseinandersetzung mit den für einen Verteilernetzbetreiber relevanten Liberalisierungsschwerpunkten "Regulator", "Unbundling" und "Netztarifregulierung". Die Auseinandersetzung mit diesen Themen erfolgt in einer theoretischen Abhandlung dieser Begriffe, einer nachfolgenden Erläuterung der Entwicklung dieser Themen im Verlauf der Liberalisierung sowie einer Beschreibung der aktuellen Situation, um abschließend auf die aktuellen und künftigen Herausforderungen im Zusammenhang mit diesen sowie weiteren, künftig für einen Verteilernetzbetreiber relevanten Themen einzugehen.

Die Schlussbemerkung bietet eine Zusammenfassung der in dieser Arbeit ausgearbeiteten Themen.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	2
Inhaltsverzeichnis.....	3
Abbildungsverzeichnis.....	5
Abkürzungsverzeichnis	6
1. Einleitung.....	7
1.1 Einführung in das Thema	7
1.2 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit	9
1.3 Aufbau der Arbeit	9
2. Grundlagen	10
2.1 Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft.....	10
2.2 Stromverteilernetz als “natürliches Monopol“	13
2.3 Arten und Eigenschaften von Netzen	15
3. Entwicklung der Strommarkliberalisierung	16
3.1 Entwicklung auf EU-Ebene	16
3.2 Entwicklung in Österreich.....	19
3.3 Aktuelle Rahmenbedingungen für einen Verteilernetzbetreiber	22
3.3.1 Rechtsnormen.....	22
3.3.2 Marktregeln.....	24
3.3.3 Marktteilnehmer und ihre Aufgaben	24
4. Liberalisierungsschwerpunkte für Verteilernetzbetreiber.....	32
4.1 Strommarktregulator	32
4.1.1 Regulierungsbehörden.....	32
4.1.2 Entwicklung	34
4.1.3 Aktuelle Situation.....	35
4.2 Entflechtung von vertikal integrierten EVU	40
4.2.1 Formen des Unbundling	41
4.2.2 Entwicklung	42
4.2.3 Aktuelle Situation.....	45
4.3 Regulierung der Netztarife	48
4.3.1 Regulierungsmethoden.....	49
4.3.2 Entwicklung	61
4.3.3 Aktuelle Situation.....	63
5. Herausforderungen	74
5.1 Regulator.....	74
5.1.1 Handlungsbedarf auf Grund der derzeitigen Regelungen	74
5.1.2 Neuerungen durch die Richtlinie 2009.....	77
5.1.3 Künftige Herausforderungen.....	79
5.2 Unbundling.....	80
5.2.1 Handlungsbedarf auf Grund der derzeitigen Regelungen	80
5.2.2 Neuerungen durch die Richtlinie 2009.....	83
5.2.3 Künftige Herausforderungen.....	85

5.3	<i>Anreizregulierung</i>	86
5.3.1	Handlungsbedarf auf Grund der derzeitigen Regelungen	87
5.3.2	Noch umzusetzende Neuerungen für die 2. Regulierungsperiode.....	87
5.3.3	Künftige Herausforderungen.....	90
5.4	<i>Zukünftige Schwerpunkte</i>	90
5.4.1	Schutz des Kunden	90
5.4.2	Versorgungsqualität	92
6.	Schlussbemerkung	93
	Literaturverzeichnis	95
	Erklärung	101

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Preisbestimmung am Strommarkt	12
Abbildung 2: Preisbildung beim natürlichen Monopol.....	13
Abbildung 3: Konsumenten- und Produzentenrente im Monopolfall	14
Abbildung 4: Stufenbau der Rechtsordnung	23
Abbildung 5: Marktteilnehmer im liberalisierten Strommarkt in Österreich	25
Abbildung 6: Regelzonen in Österreich	26
Abbildung 7: Verbundsystembereich der ENTSO-E	27
Abbildung 8: Zusammenspiel Regelzone, Verteilernetz, Bilanzgruppe und Kunde	28
Abbildung 9: Aufbau einer Bilanzgruppe	28
Abbildung 10: Informationsfluss zur Verrechnungsstelle	29
Abbildung 11: Vertragsbeziehungen zwischen den Marktteilnehmern	31
Abbildung 12: Netzebenen	31
Abbildung 13: Wertschöpfungskette von Stromversorgern	43
Abbildung 14: Zusammensetzung des Strompreises	47
Abbildung 15: Entwicklung der Netznutzungstarife in Österreich	49
Abbildung 16: Prinzip der Anreizregulierung	53
Abbildung 17: DEA-Analyse	59
Abbildung 18: MOLS-Analyse	60
Abbildung 19: Entwicklung der Netznutzungstarife nach Netzebenen	65
Abbildung 20: Entwicklung Netzbetreiberindex in Österreich	69
Abbildung 21: Funktionsweise des Carry Over	88

Abkürzungsverzeichnis

BGBL.	Bundesgesetzblatt
B-VG	Bundes-Verfassungsgesetz
EMRK	Europäische Menschenrechtskonvention
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland (entspricht B-VG in Österreich)
StGG	Staatsgrundgesetz
StV	Staatsvertrag
VfGH	Verfassungsgerichtshof
WettbG	Wettbewerbsgesetz

VEÖ Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (jetzt Österreichs Energie)

ggf.	gegebenenfalls
hL	herrschende Lehre
iSd	im Sinne dieses
iVm	in Verbindung mit
iwS	im weiteren Sinne
resp.	respektive
u. a.	unter anderem

CAPEX₂₀₀₈...Kapitalkosten des Netzes 2008

E₂₀₁₀.....Erlöse aus dem Verteilernetz in 2010

K₂₀₁₀.....Kosten des Verteilernetzes für 2010

KA.....Kostenanpassungsfaktor

M_{2008,i}.....Strommenge 2008 für die einzelnen Tarifkomponenten i = 1 bis n

NNT_{2010,i}Netznutzungstarife 2010 für die einzelnen Tarifkomponenten i = 1 bis n

ΔNPI₂₀₁₀.....Veränderung des Netzbetreiberindex von 2009 auf 2010

OPEX₂₀₀₉.....Operative Netzkosten per 31.12.2009

vNK₂₀₁₀.....Vorgelagerte Netzmengen 2008 mit Tarifen 2010 exkl. Netzverlustkosten

1. Einleitung

1.1 Einführung in das Thema

Infrastruktursysteme, zu denen die Bereiche Verkehr, Telekommunikation, Medizin und auch Energie zählen, sind die Grundlage für ein funktionierendes, soziales Zusammenleben.¹ Aus der Anforderung um hohe Effizienz beim Betrieb von Infrastruktursystemen und der allgemeinen Überzeugung, dass sich leitungsgebundene Märkte (Netzwirtschaften) nicht für Wettbewerbsprozesse eignen, wurde auch die Elektrizitätsversorgung in der Vergangenheit häufig als Monopol realisiert. Monopole zeichnen sich durch wenig Innovationsfreudigkeit aus. Wettbewerb ist aus Kostengründen nicht vorhanden und die Effizienz ist nur schwer messbar. Erst in den vergangenen achtziger Jahren änderte sich die Auffassung dahingehend, dass nur die Netze natürliche Monopole darstellen und die vor- wie auch die nachgelagerten Bereiche der Elektrizitätsversorgung (Stromerzeugung und –vertrieb) wettbewerbsrechtlich organisiert werden können.²

Ein weiteres Charakteristikum von Infrastruktursystemen sind hohe Investitionskosten für eine flächendeckende Versorgung, die von den ertragreichen Regionen in Form von Quersubventionen getragen werden. Ungleiche Versorgungsqualität oder unterschiedliche Nutzungspreise für die Infrastruktur werden als Diskriminierung empfunden. Zur Absicherung der Investitionen und um eine kontinuierliche Erneuerung der bestehenden Infrastruktur zu gewährleisten, sind – auch auf Grund der langen Genehmigungsverfahren für Infrastrukturprojekte - langfristig gesicherte Rahmenbedingungen notwendig.

Die vorstehend angeführten ökonomischen Besonderheiten von Infrastruktursystemen lassen nur bedingt freien Marktzutritt und Wettbewerb zu.³ Deshalb bedarf es regulierender Eingriffe, um Marktversagen zu verhindern.⁴ Insofern bedeutet Liberalisierung in Infrastrukturbereichen keinesfalls eine vollständige De-Regulierung im Sinne eines regulierungsfreien Raumes. Regulierung dient dazu, Wettbewerb zu ermöglichen, aber auch unerwünschte Nebeneffekte des Wettbewerbs durch entsprechende Regulierungsmaßnahmen zurückzudrängen.⁵

Durch die Strommarktliberalisierung haben sich die energiewirtschaftlichen Strukturen in ganz Europa grundlegend geändert. Die Öffnung des Strommarktes führte zu tief greifenden Veränderungen in der Elektrizitätswirtschaft, einer Branche, der eine volkswirtschaftliche Schlüsselstellung zukommt.⁶ So bewirkte die Liberalisierung den Wechsel von einem monopolistischen Verkäufermarkt zu einem nachfrageorientierten Käufermarkt. Obwohl bereits eine weitgehende Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energieverbrauch stattgefunden hat, ist die sichere Bereitstellung von Strom eine we-

¹ Fremuth, Parak (2002) 151

² Fritz, König (2000) 7

³ Sharkey (1982) 62-83

⁴ Eising (2000) 30 sowie Ey, Pöschmann, Raptis,... (2007) 4

⁵ Wilke (2000) 208

⁶ Kirchner (2005) 117

sentliche Voraussetzung für den Wohlstand eines Landes.⁷ Elektrische Energie lässt sich in der industriellen Produktion und im privaten Konsumbereich fast nur unter Inkaufnahme ökonomischer Nachteile ersetzen.⁸

Die von der EU erlassenen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätsmarkt (Strombinnenmarkttrichtlinien) haben dazu geführt, dass nun an Stelle der geschlossenen Versorgungsgebiete mit Strompreisen, die durch die Stromgestehungskosten festgelegt wurden, ein offener Strommarkt mit wettbewerbsabhängigen Marktpreisen entstanden ist.⁹

Die von der EU prolongierte Strommarktkliberalisierung prägt seit deren Beginn die operativen und strategischen Entscheidungen der österreichischen Elektrizitätsversorgungsunternehmen.

Ein “Elektrizitätsversorgungsunternehmen“ (EVU) umfasst alle Einrichtungen und Tätigkeiten, die für die Belieferung (Versorgung) der Verbraucher mit elektrischer Energie erforderlich sind (siehe § 3 Satz 1 Lit 18 EnWG bzw. die Definition für “Vertikal integrierte EVU“ unter Punkt 3.2 dieser Arbeit).

Im Zuge der Liberalisierung erfolgte eine grundlegende Umorientierung der EVU von gemeinwirtschaftlich orientierten Versorgungsunternehmen zu modernen Dienstleistungsunternehmen.

Die Liberalisierung des Strommarktes wurde durch EU-Recht vorgegeben und musste erst in nationales Recht umgesetzt werden. Nachdem die Entwicklung der Liberalisierung mit den ursprünglichen rechtlichen Rahmenbedingungen nicht den gewünschten Verlauf nahm, folgten weitere Vorgaben auf Ebene der EU.

Ziel der Liberalisierung ist das Schaffen eines voll funktionierenden Strombinnenmarktes. Für den Verteilernetzbetreiber als Monopolist setzt dies voraus, dass der Zugang zum Verteilernetz (Netzzugang) diskriminierungsfrei, transparent und zu angemessenen Preisen erfolgt. Dazu wurden in den Regulierungsvorgaben u. a. folgende Maßnahmen vorgesehen:

Um die Diskriminierungsfreiheit überprüfen zu können, ist ein hinreichendes Maß an Transparenz der Unternehmensaktivitäten notwendig, die durch Entflechtung der Unternehmensaktivitäten des Verteilernetzbetreibers von anderen Aktivitäten des EVU, z. B. Stromhandel und Erzeugung, erreicht werden soll.

Ein “Stromhändler“ handelt mit Strom und hat keine Netzfunktion inne. Der Stromgroßhändler handelt dabei ausschließlich mit anderen Stromhändlern bzw. an der Börse, der Stromvertrieb verkauft Strom an Verbraucher und ist somit Stromlieferant.

Um die Umsetzung der Liberalisierungsvorgaben zu überwachen und zu unterstützen wurden Regulierungsbehörden eingerichtet. Da die Verteilernetzbetreiber auch weiter als Monopolist geführt werden können, werden ihnen Produktivitätsvorgaben in Form von geregelten Netztarifen auf Grundlage eines anreizbasierten Regulierungssystems gemacht.

⁷ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 27

⁸ Ksoll (2003) 23

⁹ Böwing (1999) 181 sowie Ford, Gülenner, Wallmeier (2000) 31

1.2 Problemstellung und Zielsetzung der Arbeit

In der Vergangenheit wurden die EVU in Europa großteils als staatliche Monopole geführt und hatten damit auch vielfältige öffentliche Interessen wahrzunehmen, wenn es zum Beispiel galt für sozial benachteiligte Menschen Arbeitsplätze zu bieten oder Projekte des öffentlichen Interesses zu finanzieren.

Die EVU nahmen die gesamte Wertschöpfungskette der Elektrizitätsversorgung wahr, also die Aufgaben von der Erzeugung über die Übertragung und Verteilung bis zur Belieferung der Endkunden. Und so wurden, um einen möglichst effizienten Betrieb sicherzustellen, alle vorhandenen Synergien so gut wie möglich genutzt und die Struktur, die Prozesse sowie das Management entsprechend organisiert.

Mit der Strommarktliberalisierung und dem Gedanken, dass nur ein möglichst freier Wettbewerb am Elektrizitätsmarkt eine günstige und effiziente Stromversorgung gewährleisten würde, wurde den EVU vorgeschrieben, die damals aus Gründen der Effizienz vorgenommene Konzentration der verschiedenen Geschäftsbereiche wieder aufzulösen, womit die Geschäftsprozesse auseinander gerissen wurden und dementsprechend kostenintensive Mehrgleisigkeiten, vermehrte Schnittstellen, Redundanzen und folglich der Verlust von aufgebauten Marktsynergien entstanden.

Ziel dieser Arbeit ist es nun, das komplexe Umfeld eines österreichischen Verteilernetzbetreibers mit den rechtlichen, volks- und betriebswirtschaftlichen sowie regulatorischen Elementen sowie den daraus resultierenden Problemen und Herausforderungen aufzuzeigen und unter Berücksichtigung der derzeit geltenden und sich abzeichnenden Rahmenbedingungen künftige Herausforderungen zu diskutieren.

Die Aufarbeitung der der Liberalisierung zu Grunde liegenden Bestimmungen stellte dabei eine große Herausforderung dar, da diese einem stetigen Wandel unterliegen und aus unterschiedlichsten Quellen stammen. Die Bestimmungen unterliegen einer permanenten Diskussion (Meinungsbildungsprozess) und werden entsprechend den mit den vorhergehenden Bestimmungen gemachten Erfahrungen bzw. Fortschritten sukzessive angepasst. Als Grundlage für die Aufarbeitung der diesbezüglichen Themen dienen das Liberalisierungsrecht (EU-Vorgaben und Ausführungsbestimmungen), die die Liberalisierung bzw. Strommarktregulierung betreffende Literatur sowie Veröffentlichungen der Marktteilnehmer.

1.3 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 gibt einen Überblick über die grundlegendsten Elemente der Elektrizitätswirtschaft. Dazu werden einleitend die charakteristischen Merkmale bzw. die Besonderheiten des elektrischen Stroms erläutert, um im Anschluss auf das Elektrizitätsnetz (Stromnetz) und dessen Eigenschaft als natürliches Monopol einzugehen. Weiters werden Arten und Eigenschaften von Elektrizitätsnetzen, wie z. B. die Einteilung in Spannungsebenen, dargestellt.

Kapitel 3 zeigt die Entwicklung der Strommarktliberalisierung auf. Dabei wird vorab die überlagerte europäische Entwicklung beschrieben, um im Anschluss die Entwicklung der Strommarktliberalisierung in Österreich zu erläutern. Abschließend wird ein Überblick über die aktuellen Rahmenbedingungen gegeben (Auflistung der wesentlichsten derzeit geltenden Bestimmungen, Überblick über die Marktteilnehmer, etc.).

Kapitel 4 behandelt drei für einen Verteilernetzbetreiber maßgebliche Themen der Strommarktliberalisierung: Der Strommarkt-Regulator, für die Kontrolle und Umsetzung der Regulierungsvorgaben. Die Entflechtung der EVU (Unbundling), um Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten.¹⁰ Die Regulierung der Netztarife, um die Effizienz des vom Wettbewerb verschonten Verteilernetzbetreibers zu steigern.¹¹

Dazu erfolgt einleitend eine theoretische Auseinandersetzung mit diesen Begriffen, gefolgt von einem Überblick über die Entwicklung der diesbezüglichen Regulierungsvorgaben und der Beschreibung der derzeit bestehenden Rahmenbedingungen.

Kapitel 5 setzt sich mit den Problemen und Herausforderungen im Zusammenhang mit den derzeit geltenden bzw. der absehbaren Entwicklung der Rahmenbedingungen der betrachteten Themenschwerpunkte Regulator, Unbundling und Anreizregulierung auseinander.

Kapitel 6 befasst sich abschließend mit den zwei Themen Verbraucherschutz und Versorgungsqualität, auf die in der Arbeit noch nicht im Detail eingegangen wurde, deren Erfüllung die Entwicklung des künftigen Regulierungsrahmens jedoch prägen wird.

Kapitel 7 gibt eine Zusammenfassung der in dieser Arbeit ausgearbeiteten Themenschwerpunkte.

2. Grundlagen

2.1 Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft

An dieser Stelle werden die charakteristischen Merkmale dieses Wirtschaftsbereiches dargestellt, der durch seine Besonderheiten wie z. B. Leitungsgebundenheit und Nichtspeicherbarkeit keinen Vergleich mit anderen liberalisierten, netzgebundenen Wirtschaftsbereichen wie Telekommunikation, Gasversorgung oder Schienenverkehr zulässt. Daher können auch die in diesen Bereichen gemachten Erfahrungen nicht uneingeschränkt auf die Elektrizitätswirtschaft übertragen werden. Diese Merkmale seien im Folgenden kurz erklärt:

¹⁰ Pricewaterhouse Coopers (2008) 9

¹¹ Ford, Güllener, Wallmeier (2000) 62

Strom (Elektrizität, elektrische Energie) ist definierbar als der sich in einer Leitung vollziehende Elektronenfluss mit der Fähigkeit zur Verrichtung elektrischer Arbeit.¹² Die aus Primärenergie (Wasser, Sonne, etc.) erzeugte elektrische Energie (Sekundärenergie) kann in Form von Licht, Antrieb od. Wärme genutzt werden. Um den Wirkungsgrad dieser Umwandlung zu verbessern, wird die bei der Umwandlung entstehende Abwärme (Verluste) immer öfter weiterverwendet (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK).¹³

Voraussetzung für den Transport des Stromes ist elektrisch leitfähiges Material. Beim Stromtransport wandelt sich ein Teil der elektrischen Energie in Wärme um (Netzverluste). Das impliziert, dass Strom wirtschaftlich nur in begrenztem Ausmaß transportierbar ist. Im Zuge dieses Transportes können gelegentlich auch Kapazitätsengpässe (bottle neck) auftreten.

Strom geht immer den Weg mit dem geringsten elektrischen Widerstand (Kirchhof'sches Gesetz) über die vorhandenen Übertragungseinrichtungen (Leitungsgebundenheit).¹⁴

Der Strom sucht sich den Weg vom Erzeuger zum Verbraucher selbst, ungeachtet der vertraglichen Vereinbarungen. Ein direktes physikalisches Lieferverhältnis findet somit im Allgemeinen nicht statt (Problem der Unsteuerbarkeit der Stromflüsse), ausgenommen die Lieferung findet über eine einzige Leitungsverbindung statt.¹⁵

Der wesentlichste Unterschied zwischen elektrischem Strom und anderen Gütern ist der Umstand, dass dieser in dem Moment erzeugt werden muss, in dem er nachgefragt wird (Nichtspeicherbarkeit). Ein Abweichen von diesem Gleichgewicht führt unweigerlich zu einer unzulässigen Veränderung der Netzfrequenz, was zu Ausfällen von Kraftwerken oder ganzer Netzbereiche führen kann.

Eine direkte Speicherung von elektrischer Energie kann praktisch lediglich in sehr geringem Umfang in Batterien erfolgen. Indirekt ist eine Speicherung in geringem Umfang in den angeschlossenen rotierenden Massen sowie im größeren Umfang beim Betrieb von Speicherkraftwerken durch Nutzung der kinetischen Energie des Wassers in Stauseen (Wasser-Speicherkraftwerke) oder durch Nutzung der in aufgelassenen Bergwerksstollen gespeicherten Druckluft (Druckluft-Speicherkraftwerke) möglich.

Die geringe Substitutionselastizität der elektrischen Energie hat auch wesentliche Auswirkungen auf ihre Preisgestaltung an den Großhandelsmärkten.

Strom hat keinen stofflichen Charakter, wird aber gemäß der EuGH Entscheidung "Almelo 1994" (EuGH v. 27.04.1994, Rs C-393/92) rechtlich als Ware qualifiziert, weshalb für die Elektrizitätswirtschaft die Regeln der Warenverkehrsfreiheit und damit die Bestimmungen des Wettbewerbsrechts gelten (z. B. das Verbot des Missbrauchs einer marktbeherrschenden Stellung).¹⁶

¹² Latkovic (2000) 76

¹³ Blank, Germann, Scherer (2010) 3 sowie Steger, Büdenbender, Feess, Nelles (2008) 44

¹⁴ Theobald, Zenke (2001) 10

¹⁵ Mayer (2003) 36

¹⁶ Draxler (1997) 10

Strom ist im Allgemeinen (ausgenommen Ökostrom) ein völlig homogenes Gut, denn der Verbraucher kann bei seiner Verwendung weder Art des produzierenden Kraftwerkes noch den verwendeten Energieträger feststellen.

Das Motiv für die Stromnachfrage ist die Energiedienstleistung (Beleuchtung, Antrieb von Maschinen, etc.).¹⁷ Eine aktive Wahrnehmung der Nutzung des Stromes findet hauptsächlich mittelbar statt (mittelbarer Kundennutzen), womit das Gut Strom als Low-Interest-Produkt zu verstehen ist.

Haushaltskunden sind bei Strom, wie auch bei anderen Versorgungsdienstleistungen, nicht preissensibel, woraus eine kleine Preiselastizität der Nachfrage resultiert.¹⁸ Das Nachfrageverhalten von Strom kann also als sehr unelastisch klassifiziert werden. Dies resultiert aus der Zeit der Monopolstellung der Stromversorger, als sich die Kunden selbst nicht damit auseinandersetzen mussten, woher sie Strom beziehen. Mittlerweile zeigt sich eine zunehmende Sensibilisierung der Kunden und Strom wird vermehrt differenziert wahrgenommen.

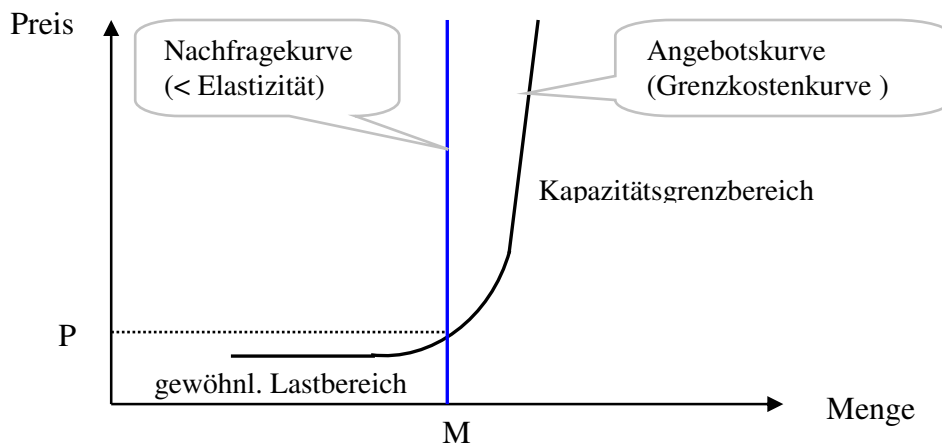


Abbildung 1: Preisbestimmung am Strommarkt¹⁹

Das Produkt Strom weist, wie eine Studie von McKinsey & Company erhoben hatte, im Vergleich zu anderen Produkten des täglichen Lebens eine sehr geringe Markenrelevanz auf. Von den untersuchten Produkten lag das Produkt Strom an letzter Stelle.²⁰

Weitere Charakteristika der elektrischen Energie:

- Strom kann aus allen Energiezuständen und Energiequellen gewonnen werden
- Strom lässt sich mit hohem Wirkungsgrad in jede andere Energieform umwandeln
- Strom lässt sich schadstofflos verwenden
- Strom ist beinahe masse- und volumenlos und somit sehr gut steuer-, regel- od. dosierbar

¹⁷ Beutin, Paul, Schröder (2001) 15 und 17

¹⁸ Böheim (2005) 632

¹⁹ Hujber in Fremuth, Barrak (2002) 4f

²⁰ Fischer, Meffert, Perrey (2004) 333-356

2.2 Stromverteilernetz als “natürliches Monopol”

In einem Infrastruktursystem wie dem Stromverteilernetz bestehen, wenn es nicht möglich ist, parallele Infrastrukturen aufzubauen bzw. dies mit zu hohen Kosten verbunden ist, so genannte monopolistische Engpässe (Bottlenecks). Beim Verteilernetz mit der Existenz von monopolistischen Flaschenhälsen handelt es sich um ein natürliches Monopol.²¹

Ein “natürliches Monopol” ist eine Form von Angebots-Monopol, das vorliegt, wenn nur ein Unternehmen den Markt kostendeckend bedienen kann. Aber selbst wenn zwei Unternehmen den Markt kostendeckend bedienen könnten, kann es volkswirtschaftlich sinnvoll sein, eine Monopolstellung zu unterstützen, wenn die vermiedenen Kosten den Vorteil des Wettbewerbs mehr als kompensieren.²² Dies ist überwiegend in Wirtschaftszweigen der Fall, in denen sehr hohe Fixkosten, aber vergleichsweise geringe variable Kosten für das Angebot entstehen, wie z. B. im Infrastrukturbereich.

Die Sonderstellung des natürlichen Monopols wird noch verschärft, wenn ein neuer Marktteilnehmer bei einem Marktaustritt den Wert seiner Aufwendungen abschreiben muss. Die Lehre spricht dabei von so genannten versunkenen Kosten (sunk costs) bzw. Irreversibilität von Kosten bei neuen Marktteilnehmern.

Ökonomisch gesehen lässt sich die Kostensituation bei einem natürlichen Monopol dadurch beschreiben, dass durch die hohen Fixkosten bedingt, die Grenzkostenkurve (konstante Grenzkosten beim natürlichen Monopol) im gesamten relevanten Bereich unter der Durchschnittskostenkurve liegt.²³

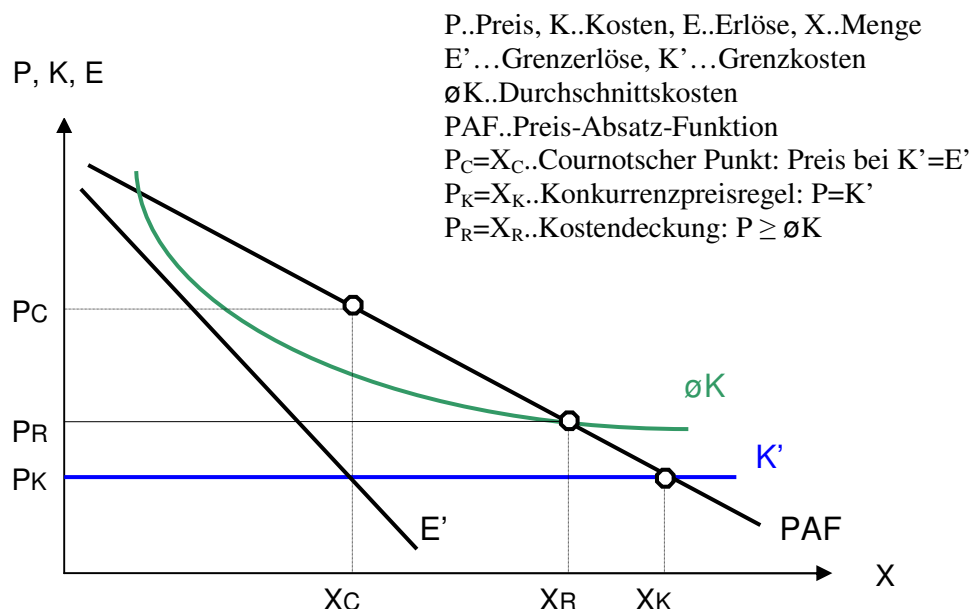


Abbildung 2: Preisbildung beim natürlichen Monopol²⁴

²¹ Sharkey (1982) 62-83 sowie Ey, Pöschmann, Raptis,... (2007) 5

²² Knieps (2007) 12

²³ Blank, Germann, Scherer (2010) 4

Das natürliche Monopol zeichnet sich überdies durch die Subadditivität der Kostenfunktion aus (steigende Skalenerträge). Die Installierung eines Wettbewerbsmarktes und die Parallelinvestitionen von mehreren Wettbewerbern würden den Verbrauchern in Summe mehr Kosten verursachen, als wenn die Leistung von einem einzigen Anbieter erbracht werden würde.²⁵

Diese Situation stellt ein Paradebeispiel für einen sinnvollen Eingriff des Staates in die unternehmerische Freiheit und das Eigentum eines Unternehmens dar, der nur bei Vorliegen besonderer Umstände gerechtfertigt ist.²⁶ Die Form des staatlichen Eingriffs kann jedoch unterschiedlich ausgeprägt sein und reicht von der Entflechtung der privaten Monopole über deren Regulierung bzw. Deregulierung bis hin zur Besetzung als staatliches Monopol.

Aus dieser Erkenntnis heraus wurden die monopolistischen EVU vor der Liberalisierung durch staatliche Reglementierung gezwungen, alle Verbraucher an das Verteilernetz anzuschließen und die Versorgungsqualität sicherzustellen.

Monopole tendieren allerdings dazu, überhöhte Preise von Ihren Kunden zu verlangen, da die Grenzkostenbildung nicht zur Geltung kommt. Diese Überlegung veranlasste politische Entscheidungsträger dazu, diese Monopole in öffentlichen Besitz zu nehmen.²⁷ Dass sich die Monopole dabei zum Teil als Profitmaximierer verhalten haben und die Konsumenten damit Wohlfahrtsverluste hinnehmen mussten wurde jedoch verkannt.²⁸

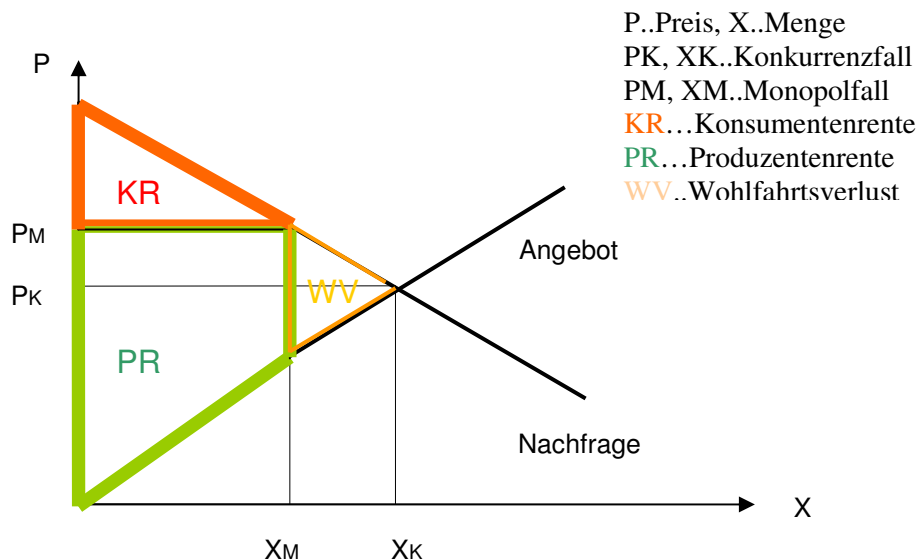


Abbildung 3: Konsumenten- und Produzentenrente im Monopolfall ²⁹

²⁴ Siebert, Lorz (2007) 139 sowie Schotter (2000) 375

²⁵ Haucap, Uhde (2005) 6-7

²⁶ Spauschus (2004) 70

²⁷ Wirl (1991) 19

²⁸ Haber, Rodagarkia-Dara (2005) 3 sowie Fritsch, Wein, Ewers (2005) 193ff

²⁹ Löchel (2003) 142 sowie Weimann (1996) 233

Eine andere gängige Lösung war, dass man die Strommonopole in privater Hand ließ, diese aber einer zentralen Regulierung unterwarf.

Zur Beseitigung bzw. zur Minderung der negativen Wirkungen eines natürlichen Monopols wurden von der Literatur regulative Maßnahmen vorgeschlagen, die Wettbewerb auf den vor- bzw. nachgelagerten Märkten (Erzeugung bzw. Stromhandel) ermöglicht.³⁰ Dafür muss ein diskriminierungsfreier Zugang zum Verteilernetz (Netzzugang) gewährleistet und, um Monopolpreise und alloкатive Ineffizienz zu vermeiden, die Netztarife reguliert werden.³¹

Der Begriff "Netzzugang" wird in der Literatur unterschiedlich verwendet.³² In dieser Arbeit subsumiert dieser Begriff die Begriffe Netzzutritt, Netzbereitstellung und Netznutzung, die unter Punkt 4.3.3 (Systemnutzungstarife) näher beschrieben sind. Diese Interpretation steht etwas im Widerspruch zur Definition gem. § 7 Z 30 ElWOG 2006, in der unter Netzzugang lediglich von der Nutzung des Netzsystems durch den Netzkunden (Verbraucher, Weiterverteiler, Einspeiser) gesprochen wird. Sie entspricht jedoch der sinngemäßen Verwendung dieses Begriffs gemäß Binnenmarktrichtlinie (siehe z. B. Art 17 und 18 RL 1996).

Ein Monopol kann in bestimmten Fällen jedoch auch wohlfahrtsoptimal sein. Und zwar dann, wenn das durch Monopolgewinne gestärkte Unternehmen auf Auslandsmärkten wettbewerbsfähiger ist und dadurch im Inland zusätzliche Arbeitsplätze schaffen kann.

2.3 Arten und Eigenschaften von Netzen

Netze existieren in verschiedenen Sektoren der freien Wirtschaft und stellen natürliche Monopole dar. Es kann zwischen drei Arten von Netzen unterschieden werden: materielle, immaterielle und virtuelle Netze. Die vorliegende Arbeit befasst sich mit den Stromverteilernetzen, die wie alle Versorgungsnetze zu den materiellen Netzen gehören. Der Stromtransport über das Stromnetz kann sowohl oberirdisch, als auch unterirdisch stattfinden.³³ Generell erfolgt die Stromversorgung durch ein Netzsystem von Hoch-, Mittel- und Niederspannungsleitungen, welches von so genannten Netzbetreibern (Übertragungs- bzw. Verteilernetzbetreiber) bedient wird.

"Netzbetreiber" sind Unternehmen, die mehrere eigene od. fremde, miteinander zu einem Netz verbundene Stromleitungen für die allgemeine Elektrizitätsversorgung betreiben. Dabei ist es nicht erforderlich, dass das Netz tatsächlich im Eigentum des Netzbetreibers ist. Es kann auch durch einen Pachtvertrag od. eine andere vertragliche Ausgestaltung (z. B. Betriebsführungs- und Bevollmächtigungsvertrag) zum bloßen Besitz des Betreibers gehören.³⁴

³⁰ Blankart, Cwojdzinski, Fritz (2004) 498

³¹ Knieps, Brunekreeft (2002) 25

³² Mayer (2003) 37

³³ Loibl, Thalmaier in Rayermann, Loibl (2003) 359

³⁴ Zimmer, Rayermann, Koopmann (2003) 101

Es gibt keine Alternative, das Netz und die Tätigkeit des Stromtransportes durch andere Faktoren zu ersetzen. Allein die Leitungsgebundenheit des Stromes bedarf eines umfangreichen Netzsystems. Folglich gibt es pro Region lediglich ein Stromverteilernetz und einen Verteilernetzbetreiber.

3. Entwicklung der Strommarkliberalisierung

Der Grundgedanke einer jeder Liberalisierung ist, wo immer es möglich ist, den Wettbewerb als bestes Regulativ einzusetzen. Denn bei vollkommenem Wettbewerb bestimmt der Markt den Preis, zu dem ein Produkt verkauft werden kann.³⁵ In Wettbewerbsmärkten werden die wirtschaftlichen Ressourcen ihrer optimalen Verwendung zugeführt und der Preis bildet sich auf Grund von Angebot und Nachfrage. Das primäre Ziel der Liberalisierung des Strommarktes war es, einen Rahmen zu schaffen, in dem eine effiziente Verteilung des knappen Gutes Strom und damit günstige Strompreise ermöglicht werden.

3.1 Entwicklung auf EU-Ebene

Das war auch Anfang der 90er Jahre der Hauptgrund für die EU, nach langen Jahren wirtschaftlich schwacher Entwicklung sich auf die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Wirtschaft zu konzentrieren. Hierbei spielten die Effizienz und damit die Preise des Energiesektors als Inputlieferant für wichtige nachgelagerte Wirtschaftssektoren eine zentrale Rolle. Durch die Öffnung der Energiemärkte suchte die EU die Vorteile des Wettbewerbs zu nutzen. Mit Schaffung des europäischen Wirtschaftsraumes sollte dieser Zustand endgültig geändert werden. Nach der Liberalisierung des Telekommunikationsmarktes wurde auch die Öffnung des Strommarktes beschlossen.³⁶

Mit der Verabschiedung des **1. Liberalisierungspaketes** (1. EU-Richtlinienpaket) im Jahre 1996 wurde das Fundament für eine grundlegende Neuordnung der europäischen Elektrizitätswirtschaft gebildet.³⁷ In der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 96/92/EG (RL 1996), die am 19.02.1997 in Kraft getreten ist und die Basis für die ersten Etappen der Strommarktöffnung bildete, wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, durch nationale Gesetzgebung den Wettbewerb in den Strommärkten zu fördern und die Versorgungsmonopole abzuschaffen.

Durch das Stromversorgungsnetz waren jedoch weiterhin monopolistische Strukturen vorhanden. Deshalb wurden gemäß Art 16 RL 1996 die Mitgliedstaaten verpflichtet, anderen Wettbewerbern einen diskriminierungsfreien Netzzugang zu gewähren (third party access). Für die Ausgestaltung des Netzzugangs (Preise und Bedingungen) konnte der nationale Gesetzgeber zwischen verhandeltem und reguliertem Netzzugang wählen (Art 16 RL 1996).³⁸

³⁵ Ey, Pöschmann, Raptis,... (2007) 7

³⁶ Höferl (2005) 4

³⁷ Fritz, König (2000) 7

³⁸ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 48

Beim verhandelten Netzzugang, wie er z. B. in Deutschland anfangs realisiert wurde, konnte gem. Art 17 Abs 1 RL 1996 das nationale Gesetz Dritten lediglich einen "Netzzugangsanspruch dem Grunde nach" verschaffen, d. h. die Ausgestaltung des Netzzuganges bleibt Verhandlungsgegenstand zwischen Netzbetreiber und Drittem. Der regulierte Netzzugang, wie er in den meisten Ländern der EU (später auch in Deutschland) realisiert wurde, enthält demgegenüber auch detaillierte Vorgaben hinsichtlich der Bedingungen und Preise des Netzzugangs (Art 17 Abs 4 RL 1996).

Der EU war es damals schon bewusst, dass die Liberalisierung des Strommarktes einige Zeit beansprucht und erst Erfahrungen gesammelt werden müssen, um alle Wettbewerbshemmnisse zu erkennen. Deshalb war es den Mitgliedstaaten gestattet, den Wettbewerb in den Geschäftsbereichen vor und hinter dem Netz (Erzeugung und Vertrieb) zunächst auf diejenigen Kunden zu beschränken, die auf Grund ihres hohen Energieverbrauchs das größte Interesse an den positiven Effekten einer Liberalisierung hatten (Art 19 RL 1996).

Die Richtlinie beinhaltet auch Ansätze einer Entflechtung. Mit Art 14 Abs 3 RL 1996 wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, die Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen sowie die Führung einer getrennten Buchführung hinsichtlich ihrer Verteilungs- und Übertragungsaktivitäten und sonstiger Tätigkeiten in ihre Gesetze aufzunehmen. Die Betreiber von Übertragungsnetzen mussten darüber hinaus verwaltungstechnisch unabhängig von Erzeugung und Vertrieb sein (Art 7 Abs 6 RL 1996).

Im März 2000 formulierten die Regierungschefs der EU auf dem **Gipfel in Lissabon** ein neues strategisches Ziel für das kommende Jahrzehnt, die Europäische Union zum wettbewerbsfähigsten wissensbasierten Wirtschaftsraum der Welt zu machen. In diesem Zusammenhang wurde dazu aufgerufen, die Liberalisierung in den Bereichen Strom, Gas, Telekommunikation, Postdiensten und Beförderung zu beschleunigen. Angestrebt wurde die Verwirklichung eines voll funktionsfähigen EU-Binnenmarktes.³⁹

Aufbauend auf die Kritikpunkte zur Binnenmarktrichtlinie 1996 ersetzte die EU-Kommission (Kommission der Europäischen Gemeinschaften) im Zuge der Verabschiedung eines **2. Liberalisierungspaketes** im Jahre 2003, diese durch die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG (RL 2003), die am 04.08.2003 in Kraft getreten ist. Mit dieser neuen Richtlinie sollte die Schaffung eines voll funktionierenden EU-Binnenmarktes für Elektrizität nachhaltiger und schneller möglich werden (deshalb auch Beschleunigungsrichtlinie genannt).⁴⁰

Diese Richtlinie verpflichtete die Mitgliedstaaten zur stufenweisen Öffnung des Elektrizitätsmarktes für ausschließlich alle Kunden bis spätestens 01.07.2003. Darüber hinaus waren gem. Art 10, 15 ff RL 2003 die verpflichtende Einrichtung einer Regulierungsbehörde, die Verschärfung der Entflechtungsvorgaben durch Umsetzung des Legal Unbundling (nun buchhalterische, funktionale und gesell-

³⁹ Europäischer Rat: http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/de/ec/00100-r1.d0.htm, verfügbar am 18.07.2010

⁴⁰ Steger, Büdenbender, Feess, ... (2008) 51

schaftsrechtliche Entflechtung) sowie eine Reihe von gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen wie Sicherstellung der Versorgungsqualität sowie Verbraucher- und Umweltschutz, die durch den Wettbewerb nicht garantiert werden können, zentrale Elemente der neuen Richtlinie. Weitere Ziele waren die gesetzliche Regelung des Netzzugangs (also nicht mehr nur vertraglich vereinbaren zu lassen) sowie die Netzentgelte einer Kontrolle zu unterwerfen (ex-ante-Regulierung: Gesetzgeber gibt Rahmen vor und überwacht Umsetzung der Regulierung mit Regulierungsbehörde).

Das 2. Liberalisierungspaket war ein wichtiger Beitrag zur Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes. Jedoch war noch nicht in allen Mitgliedsstaaten ein diskriminierungsfreier Netzzugang sowie eine wirksame Regulierungsaufsicht gegeben.

Am 05.04.2006 verabschiedete die EU die RL 2006/32/EG, die primär das Ziel verfolgte, im Sinne der im Kyoto-Protokoll eingegangenen Verpflichtungen, die Endenergieeffizienz zu steigern, die Energienachfrage zu steuern und die Erzeugung erneuerbarer Energie zu fördern.

In den **Mitteilungen der Kommission vom 10.01.2007** mit den Titeln “Eine Energiepolitik für Europa“, “Aussichten für den Elektrizitätsbinnenmarkt“ und “Untersuchung der europäischen Elektrizitätssektoren gemäß Art. 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 (Abschlussbericht)“ wurde berichtet, wie wichtig es ist, die Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und gleiche Bedingungen für alle in der Gemeinschaft niedergelassenen EVU zu schaffen und dass der bis zu dieser Zeit geschaffene Rahmen nicht ausreicht, das Ziel eines gut funktionierenden Binnenmarktes zu verwirklichen.

Die in der Beschleunigungsrichtlinie festgelegten Entflechtungsvorschriften (buchhalterisches, funktionelles und gesellschaftsrechtliches Unbundling) haben nicht zu einer tatsächlichen Entflechtung der Übertragungsnetzbetreiber sowie den gewünschten Investitionsanreizen geführt. Deshalb hat der Europäische Rat auf seiner **Tagung vom 08. und 09.03.2007** die Kommission aufgefordert, Vorschläge für die wirksame Trennung des Netzbetriebes von der Versorgung und Erzeugung auszuarbeiten.

Das Europäische Parlament bezeichnete in seiner **Entschließung vom 10.07.2007** zu den Aussichten für den Elektrizitätsbinnenmarkt eine eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetze als das wirksamste Instrument eine tatsächliche Entflechtung zu erreichen.

Zur Vollendung des einheitlichen Elektrizitätsmarktes verabschiedete die Kommission im Jahre 2009 das **3. Liberalisierungspaket**. Es beinhaltet die Änderung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG, die Änderung der Verordnung 1228/2003 (Grenzüberschreitender Stromhandel) sowie die Verordnung (EG) Nr. 713/2009 vom 13. Juli 2009, zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, ACER) und soll noch vorhandene Defizite in den Bereichen Marktintegration, Wettbewerb und Konsumentenrechte beseitigen.⁴¹

⁴¹ Boltz: ECG-Newsletter (2008) 24

So sieht die mit diesem Liberalisierungspaket verabschiedete und am 03.09.2009 in Kraft getretene Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2009/72/EG (RL 2009) eine Intensivierung des Wettbewerbs sowie eine stärkere Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden vor. Dazu sollen ihre Kompetenzen klar definiert werden.⁴² Weiters sollen sie zusätzliche Aufgaben zugeteilt bekommen und für eine laufende Wettbewerbskontrolle verantwortlich sein. Auch soll die Transparenz weiter erhöht werden. Die Richtlinie sieht auch den Ausbau der Schutzrechte für die Endkunden vor. Erstmals werden dabei auch kleine gewerbliche Kunden berücksichtigt.⁴³

Die Richtlinie zielt ebenso auf eine möglichst gute Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber (für einen effizienten Betrieb des europäischen Verbundnetzes), auf verschärfte Entflechtungsbestimmungen (gegen die Diskriminierung von Marktteilnehmern) sowie eine Verstärkte Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden (für eine bessere grenzüberschreitende Koordinierung der Entscheidungen und eine bessere Marktintegration) ab. Weiters sieht die RL 2009 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) dazu verpflichtet werden, verbindliche Regeln für einen integrierten Markt mit den Kernpunkten Transparenz, Netzzugang, Krisenmanagement, Energieeffizienz und Investitionen auszuarbeiten.⁴⁴

3.2 Entwicklung in Österreich

Die Organisationsform der österreichischen Elektrizitätswirtschaft wurde durch das **2. Verstaatlichtengesetz** (2. VStG) aus dem Jahr 1947 geprägt. Die damalige Verstaatlichung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft ließ organisatorisch eine Verbundgesellschaft (zuständig für den Bau und Betrieb von Großkraftwerken und den überregionalen Stromtransport), neun Landesgesellschaften und fünf Landeshauptstädtische Gesellschaften (hauptsächlich für die Verteilung und Versorgung der ihnen zugeteilten Versorgungsgebiete zuständig) sowie eine Reihe von Sondergesellschaften (Großkraftwerke) entstehen. Die regionalen EVU durften in ihrem Versorgungsgebiet, sofern dies für die Sicherung der regionalen Versorgung notwendig war, selbst Kraftwerke bauen und betreiben. Damit waren sie vertikal integrierte Regionalmonopole in 100%igem öffentlichen Eigentum (§ 1 Abs 1 VStG 1947).⁴⁵

Ein "vertikal integriertes EVU" nimmt mehrere Stufen der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Vertrieb) wahr, mindestens jedoch eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und Erzeugung oder Vertrieb (siehe § 7 Z 45 ElWOG 2006 bzw. die Definition für "EVU,, unter Punkt 1.1.).

⁴² Wejwoda (2008) 8

⁴³ Boltz: Pressegespräch (2009) 12

⁴⁴ Boltz: Pressefrühstück (2009) 5

⁴⁵ Sandgruber (1995) 458f sowie Kurth (2009) 9

Seit der durch politische Veränderungen hervorgerufenen Novellierung des 2.VStG im Jahr 1987 (auch Privatisierungsnovelle genannt) müssen die darin geregelten Unternehmen mindestens zu 51% im öffentlichen Eigentum bleiben.⁴⁶

Das im Jahre 1975 erlassene Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWOG), das die Organisation der österreichischen Elektrizitätswirtschaft neu regelte, stellte einen weiteren Schwerpunkt in der Entwicklung der österreichischen Elektrizitätswirtschaft dar.⁴⁷ Als Grundsatzgesetz des Bundes bedurfte es der Umsetzung in landesgesetzlichen Bestimmungen der Bundesländer.

Die österreichischen EVU waren in den 90er Jahren somit Regionalmonopole und meist in öffentlichem Besitz (Bund, Land, Kommune). Sie agierten gleichzeitig als Produzent, Verteiler und Händler. Ein Wechsel des Stromanbieters war in dieser Zeit nicht möglich, der Kunde musste den benötigten Strom von dem ihm zugeteilten Anbieter zu einem fix vorgegebenen Preis beziehen und der Netzzugang erfolgte im Wesentlichen zu den vom Netzbetreiber kalkulierten Preisen. Somit entstand der Bedarf an einer Preisregelung, deren Aufgabe es war, unter Berücksichtigung der Kostendeckung Monopolgewinne zu unterbinden und damit die allgemeine Wohlfahrt zu wahren.⁴⁸ Grundlage für die Preisregelung war das seit dem Jahr 1976 bestehende Preisgesetz, das 1988 und in weiterer Folge 1992 novelliert wurde. Es legte fest, dass der zuständige Bundesminister (bzw. die von ihm betrauten Landeshauptmänner) volkswirtschaftlich gerechtfertigte Entgelte für Stromlieferungen bestimmen kann.

Mit dem **Beitritt zur Europäischen Union** im Jahre 1996 entschied sich Österreich für einen gemeinsamen europäischen Strombinnenmarkt und die Übernahme der dafür notwendigen europäischen Bestimmungen. Für die Übernahme des europäischen Energierechtes war nach nationalem Recht eine Volksabstimmung notwendig, da es nach hL dabei zu einer Gesamtänderung der Bundesverfassung kam. Speziell wurde dabei auf das demokratische Grundprinzip (fehlende demokratische Legitimation, da Rechtsetzung durch Regierungsmitglieder und nicht durch das Volk erfolgt), das rechtsstaatliche Prinzip (Beseitigung des Normenprüfungsmonopols des VfGH) sowie das bundesstaatliche Prinzip (Übertragung von Landeskompetenzen an die EU) eingegriffen.

Der Beginn der Strommarktliberalisierung erfolgte in Österreich im Jahre 1998 mit der Umsetzung der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 96/92/EG ins innerstaatliche Recht durch das **Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 1998** (ElWOG 1998, BGBl I Nr. 143/1998). Das ElWOG 1998, auch ElWOG I genannt, beinhaltete neben den Mindestanforderungen für die stufenweise Marktöffnung bis zum Jahr 2003 gemäß der RL 1996 auch die Bestimmungen des 2. VerstG, des Starkstromwegerechts, des Elektrizitätswirtschaftsrechts, des Kartellgesetzes sowie des Preisgesetzes.⁴⁹

⁴⁶ Meyers (1981) 329

⁴⁷ Draxler (1997) 31f

⁴⁸ Wenty in Eder, Horscher, Hartig (1996) 93 sowie Bonde (2002) 55-66 sowie Kurth (2009) 10

⁴⁹ Mayer in Fremuth, Parak (2002) 183ff

Mit der Novellierung des ElWOG 1998 im **Energieliberalisierungsgesetz 2000** (EnLG 2000 bzw. ElWOG II), das am 01.12.2000 kundgemacht wurde, ging Österreich einen eigenen Weg und sah freiwillig eine 100%ige Marktöffnung bereits zum 01.10.2001 vor.⁵⁰ Somit war es ab diesem Zeitpunkt jedem Verbraucher (Groß- und Kleinkunden) in Österreich möglich, seinen Stromlieferanten frei zu wählen. Auf Grundlage des EnLG 2000 wurden auch die Regulierungsbehörden (Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich - Energie-Regulierungsbehörden-gesetz, E-RBG) sowie die Verrechnungsstellen (Bundesgesetz über die Aufgaben und Befugnisse der Verrechnungsstellen - Verrechnungsstellengesetz) in Österreich eingerichtet (BGBl I Nr. 121/2000).

Im Jahr 2002 erfolgte eine weitere Novellierung des ElWOG und des E-RBG (BGBl I Nr. 148/2002) auf Grund der Richtlinie 2001/77/EG bzw. des diesbezüglich erlassenen Ökostromgesetzes (BGBl I Nr. 149/2002), das die Förderung für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und erneuerbaren Energieträgern festlegt.

Am 21.06.2004 wurde mit dem BGBl I Nr. 63/2004 eine weitere Novelle des ElWOG Kundgemacht, mit der die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie 2003/54/EG (Beschleunigungsrichtlinie) in innerstaatliches Recht umgesetzt wurde. Da die österreichische Umsetzung der RL 1996 (ElWOG 1998) zu diesem Zeitpunkt bereits mehrmals novelliert wurde, war Österreich von einem Großteil der neuen Vorgaben nicht mehr betroffen. Anpassungsbedarf herrschte lediglich bei den Unbundlingvorschriften, der funktionellen und rechtlichen Entflechtung.

Am 09.06.2005 wurde eine weitere Novellierung des ElWOG veröffentlicht (BGBl. Nr. 44/2005), da der Verfassungsgerichtshof Teile des Verrechnungsstellengesetzes aufgehoben hatte und entsprechende Nachfolgeregelungen im ElWOG berücksichtigt werden mussten.

Mit dem auf Grundlage der RL 2006/32/EG am 27.06.2006 veröffentlichten **Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006** (BGBl. I Nr. 106/2006) wurden eine Reihe von die Energiemärkte (Elektrizität, Gas, Erdöl) betreffenden Liberalisierungsgesetze geändert. Die Strommarkliberalisierung betreffend wurden dabei das ElWOG, das E-RBG, das Energie-Lenkungsgesetz 1982 sowie das Wettbewerbsgesetz geändert und die Rechte der Kunden weiter gestärkt.⁵¹ So waren ab diesem Zeitpunkt sämtliche Komponenten der Stromrechnung (Energiepreis, Systemnutzung, Steuern und Abgaben) getrennt auszuweisen und im Sinne der Transparenz darauf eine Reihe von Informationen verpflichtend anzugeben (Zählerstände der Übergabemessungen, Art der Zählerstandsermittlung, Netzebene der Kundenanlage, erworbenes Ausmaß der Netznutzung, etc.). Preisänderungen sowie Änderungen der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen müssen seither dem Kunden stets schriftlich und rechtzeitig mitgeteilt werden. Um die Kunden im vorhinein über die wesentlichen Vertragsinhalte zu informieren, ist seither dem Kunden eine Informationsblatt auszuhändigen.

Die Allgemeinen Verteilernetzbedingungen müssen nun eine Reihe von Mindestinhalten aufweisen wie Zeitfenster und Fristen betreffend Terminvereinbarungen, Kundenanfragen und Versorgungsun-

⁵⁰ Kirchner (2005) 109

⁵¹ Ford, Güllener, Wallmeier (2000) 62

terbrechungen, Bedingungen für eine Grundversorgung, Arten der Abrechnung und Verrechnung sowie eine Auflistung der die den Netzzugang betreffenden Dienstleistungen.

Im September 2009 ist die **3. Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie** in Kraft getreten. Die Mitgliedstaaten haben diese bis zum 03.03.2011 in nationales Recht umzusetzen (EIWOG III). Eine 3. Richtlinie war notwendig, da der angestrebte vollkommene Elektrizitätsbinnenmarkt noch immer nicht besteht.

Auf Grund der verfassungsrechtlichen Kompetenzverteilung gemäß Art. 12 Abs 1 Z 5 B-VG fällt die Regelung wesentlicher Teile des Elektrizitätswesens in die Ausführungsgesetzgebung der Länder. Das EIWOG ist somit eine so genannte „Grundsatzbestimmung“ in der der Bundesgesetzgeber die bundesgesetzlichen Rahmenbedingungen vorgibt, die die einzelnen Bundesländer in den landesgesetzlichen „Ausführungsbestimmungen“ umzusetzen haben. So wurden entsprechend dieser Regelung nach Kundmachung der Grundsatzgesetze jeweils die länderspezifischen Ausführungsgesetze erlassen (Elektrizitätswirtschaftsgesetz, Ökostromgesetz, Energielenkungsgesetz, Starkstromwegegesetz, Wasserrechtsgesetz, Energieförderungsgesetz, etc.).

3.3 Aktuelle Rahmenbedingungen für einen Verteilernetzbetreiber

Eine Reihe von europäischen und nationalen Bestimmungen bilden den Rechtsrahmen für die Strommarkliberalisierung. Die folgenden Kapitel geben einen Überblick über die wesentlichsten derzeit geltenden Bestimmungen für einen Verteilernetzbetreiber.

3.3.1 Rechtsnormen

Das Rahmenrecht basiert auf Richtlinien und Verordnungen der EU für den Strombinnenmarkt. Die Adressaten von Bestimmungen in Richtlinien sind die Nationalstaaten. Deshalb sind die Richtlinien (und damit die Binnenmarktrichtlinien der Strommarkliberalisierung) innerhalb einer vorgegebenen Frist in nationales Recht umzusetzen, damit sie für den einzelnen verbindlich sind.

Die im Rahmen der Strommarkliberalisierung für einen österreichischen Verteilernetzbetreiber wesentlichste Kompetenzgrundlage stellt Art 12 Abs 1 Z 5 B-VG (Elektrizitätswesen, soweit es nicht unter Art 10 B-VG fällt) dar. Danach ist der Bund für die Erlassung von Grundsatzgesetzen und das Land für die Erlassung und den Vollzug von Ausführungsgesetzen verantwortlich.

Der österreichische Gesetzgeber hat jedoch Ausnahmen von dieser Kompetenzfestlegung festgelegt, in dem er in den Grundsatzgesetzen einzelne Bestimmungen als Verfassungsbestimmungen oder unmittelbar anwendbares Bundesrecht vorsah. So enthält z. B. das EIWOG, als eines der wesentlichsten Vorschriften für einen Verteilernetzbetreiber, Verfassungsbestimmungen, unmittelbar anwendbares Bundesrecht sowie Grundsatzbestimmungen.

Die Verfassungsbestimmungen gewährleisten, dass die in diesen Bestimmungen festgeschriebenen Regelungen Vorrang vor anderen, bereits bestehenden, verfassungs- und einfachgesetzlichen Bestimmungen in anderen Gesetzen haben. So hat der Bundesgesetzgeber in § 1 ElWOG 2006 eine Reihe von Bestimmungen des ElWOG dem Kompetenzbereich des Bundes zugeteilt (z. B. Festlegung von Preisen, Behörden, Strafen).⁵² Mit § 1 E-RBG hat er sogleich für alle Bestimmungen im E-RBG festgelegt, dass dieses, unabhängig der Regelungen im B-VG, immer Bundessache sind.

Das unmittelbar anwendbare Bundesrecht ist wie die Verfassungsbestimmungen direkt von den Adressaten dieser Gesetze anzuwenden. Die Grundsatzbestimmungen sind gemäß Art 12 Abs 1 Z 5 B-VG vom Bundesgesetzgeber erlassene Rahmenbedingungen, für deren Ausführungsbestimmungen und Vollziehung das Land verantwortlich ist.

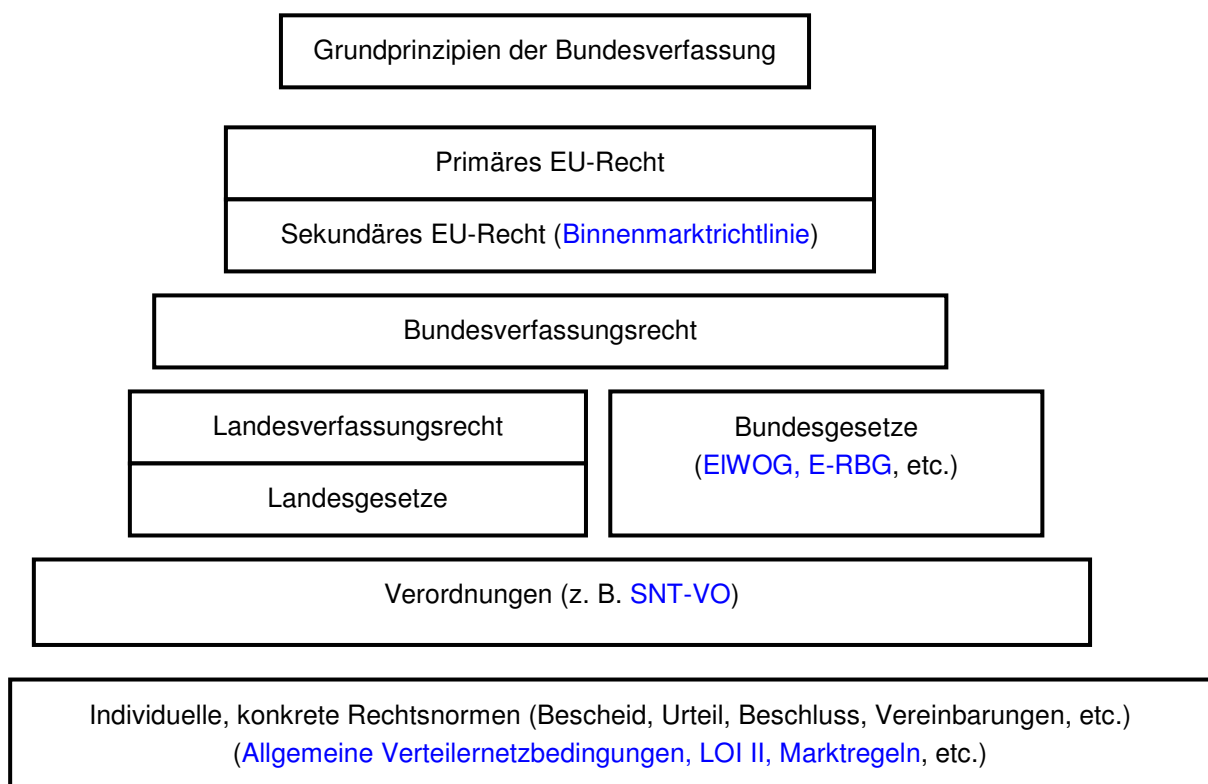


Abbildung 4: Stufenbau der Rechtsordnung⁵³

Weitere für den Verteilernetzbetreiber maßgebliche Bestimmungen finden sich in der jeweils gültigen SNT-VO der ECK, die die Grundsätze für die Ermittlung und Zuordnung der Kosten und die Kriterien für die Tarifbestimmung sowie die Tarife für die die Netznutzung zu entrichtenden Entgelte (Systemnutzungstarife) beinhaltet.

Das dem Netzzugang (Netzanschluss, Netzbereitstellung und Netznutzung) zu Grunde liegende Rechtsverhältnis zwischen dem Verteilernetzbetreiber und dem Netzkunden wird in den jeweils gel-

⁵² Mayer (2003) 81

⁵³ Eigene Darstellung

tenden “Allgemeinen Bedingungen für den Zugang zu den Verteilernetzen“ (Allgemeine Verteilernetzbedingungen, Allgemeine Geschäftsbedingungen für Verteilernetzbetreiber) der ECK geregelt.

3.3.2 Marktregeln

Seit Beginn der Liberalisierung wird der Elektrizitätsmarkt nicht mehr durch monopolistische, vertikal integrierte EVU, sondern durch eine gut koordinierte Zusammenarbeit aller Marktteilnehmer geprägt. Die Prozesse, Beziehungen und Zusammenarbeit zwischen den Marktteilnehmern sind in Marktregeln festgelegt.

Unter “Marktregeln“ wird die „Summe aller Vorschriften, Regelungen und Bestimmungen auf gesetzlicher oder vertraglicher Basis, die Marktteilnehmer im Elektrizitätsmarkt einzuhalten haben, um ein geordnetes Funktionieren dieses Marktes zu ermöglichen und zu gewährleisten“ verstanden (Legaldefinition in § 7 Z 24 ElWOG 2006).

Als Marktregeln gelten somit alle den Elektrizitätsmarkt regelnden Gesetze, Verordnungen, Bescheide und privatrechtliche Vereinbarungen, wobei lediglich die einen funktionierenden Marktgeschehen abträglichen Vorschriften ausgenommen sind.

In der Praxis wird der Begriff der Marktregeln jedoch sehr uneinheitlich gehandhabt.⁵⁴ Die Verwendung dieses Begriffs zeigt sich auf der Homepage der ECG. Diese listet lediglich „Allgemeine Geschäftsbedingungen“ (jeweils Ausführungen für Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche sowie für Bilanzgruppenkoordinatoren), „Technische und organisatorische Regeln“ (TOR) sowie „Sonstige Marktregeln“ (mit den Themen Fahrpläne, Zulassung zum Bilanzgruppenverantwortlichen, Lieferantenwechsel, Bilanzgruppenwechsel, Zählwerte, Datenformate, Lastprofile, Bilanzgruppe für Netzverluste, Informationsübermittlung von Netzbetreibern an andere Marktteilnehmer, etc.) als Marktregeln auf.

In Österreich werden die Marktregeln von der ECG in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erarbeitet und auf vertraglicher Basis vereinbart. Denn damit diese Marktregeln verbindlich sind, müssen Verträge zwischen den Marktteilnehmern abgeschlossen werden (z. B. Datenaustauschverträge).

3.3.3 Marktteilnehmer und ihre Aufgaben

Vor der Liberalisierung wurde der österreichische Elektrizitätsmarkt hauptsächlich durch monopolistische, vertikal integrierte EVU geprägt. Um das Funktionieren des liberalisierten Strommarktes zu gewährleisten, sahen die Vorgaben der EU eine Reihe von zusätzlichen Marktakteuren vor, die mit unterschiedlichen Aufgaben und Verantwortlichkeiten ausgestattet wurden und damit ein gut koordiniertes Zusammenspiel aller Marktteilnehmer ermöglichen:

⁵⁴ Mayer (2003) Kapitel 1

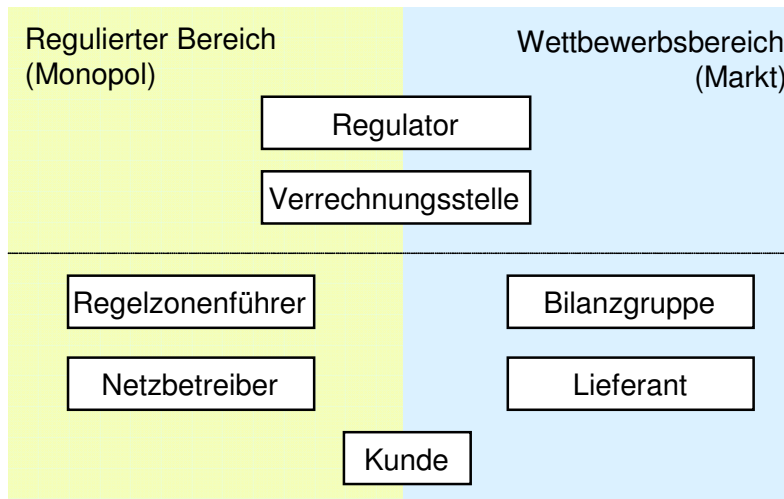


Abbildung 5: Marktteilnehmer im liberalisierten Strommarkt in Österreich ⁵⁵

Die Marktteilnehmer unterliegen bezüglich der ihnen im Rahmen eines Verfahrens in Elektrizitätsangelegenheiten anvertrauten Amts-, Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse der Verschwiegenheitspflicht (§ 28 E-RBG).

Regelzone, Regelzonenführer

Um den Energiefluss im internationalen Verbundnetz technisch kontrollieren zu können, wird das Übertragungsnetz in viele eigenständig betriebene Bereiche, so genannte **Regelzonen**, eingeteilt. An den Regelzonengrenzen sind Übergabemessungen installiert, die den Stromfluss zu und von den benachbarten Regelzonen erfassen.

Diese Werte werden zur Regelzentrale, dem **Regelzonenführer** (Transmission System Operator, TSO), übertragen.⁵⁶ Der Regelzonenführer berechnet im Vorhinein, wie viel Strom auf Grund von Lieferverträgen über die Grenzen der Regelzone fließen müssen und erstellt dazu Fahrpläne (Fahrplanmanagement).

Ein "Fahrplan" gibt an, in welchem Umfang elektrische Leistung als prognostizierter Leistungsmittelwert in einer Messperiode (z. B. Folgetag) an bestimmten Netzknoten (z. B. Übergabestellen) zwischen Bilanzgruppen ausgetauscht wird (§ 7 Z 14 ElWOG).

Der Regelzonenführer ist dafür verantwortlich, dass auf Grundlage ausreichender Erzeugerkapazität (inkl. Regelreserve) die Kraftwerke innerhalb der Regelzone so betrieben werden können, dass die Fahrpläne erfüllt werden und somit stets ein Ausgleich zwischen erzeugter bzw. bezogener und verbrauchter bzw. abgegebener elektrischer Energie besteht.⁵⁷

⁵⁵ Eigene Darstellung

⁵⁶ Strebl (1993) 34

⁵⁷ Steger, Büdenbender, Feess, Nelles (2008) 33

Die Kraftwerke erzeugen damit nicht nur den von den Fahrplänen vorgegebenen Leistungsbedarf, sondern sorgen damit gleichzeitig auch für die Einhaltung der Netzfrequenz.⁵⁸ Die Einhaltung einer stabilen Netzfrequenz erfolgt durch Leistungs-Frequenz-Regelung.

Die „Leistungs-Frequenz-Regelung“ sorgt für ein Gleichgewicht zwischen Leistungsangebot und Leistungsnachfrage durch Primär- und Sekundärregelung. Die Primärregelung regelt dabei Ungleichgewichte über das gesamte europäische Verbundnetz aus, die Sekundärregelung Ungleichgewichte in der jeweiligen Regelzone.

Weitere Aufgaben des Regelzonenführers sind die Erstellung von Lastprognosen für die Erkennung von Stromtransportengpässen, das Engpassmanagement mit Netz- und Kraftwerksbetreibern und der Datenaustausch mit anderen Regelzonen und Netzbetreibern.

In Österreich sind derzeit drei Unternehmen als Regelzonenführer tätig, die Verbund - APG, die TIRAG - Tiroler Regelzonen AG und die VKW - Übertragungsnetz AG, wobei die Regelzonen der letzten zwei Gesellschaften, durch ihre enge Zusammenarbeit mit benachbarten Unternehmen in Deutschland bedingt, dem deutschen Regelzonenblock angehören.

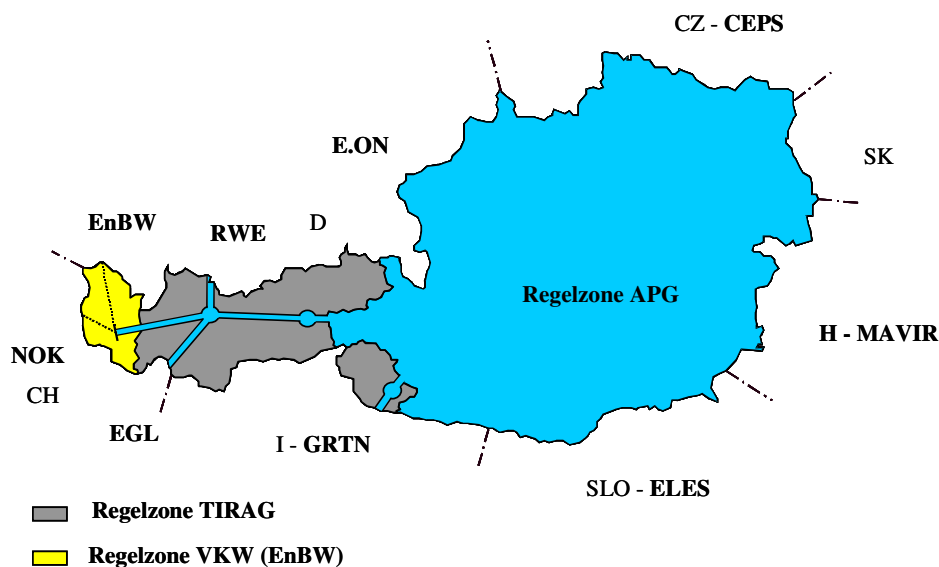
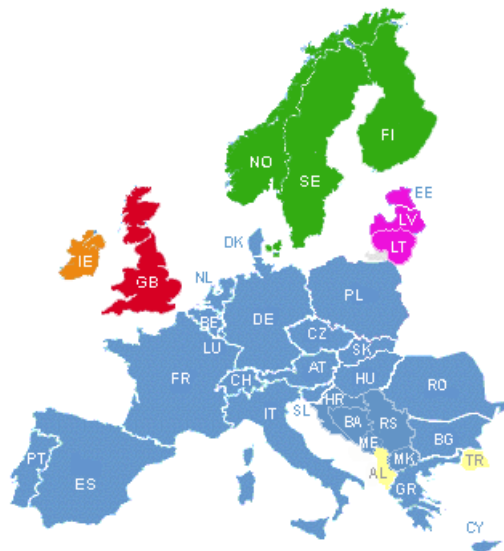


Abbildung 6: Regelzonen in Österreich⁵⁹

Die europäischen Übertragungsnetzbetreiber haben sich als Reaktion auf das 3. Liberalisierungspaket im Verband ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) zusammengeschlossen, der die fünf bisherigen Verbundsystem-Verbände UCTE, Nordel, UKTSOA, ATSOI und BALTSO ersetzt. ENTSO-E wird künftig die Netzbetreiber gegenüber der Kommission und der neuen Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) vertreten.

⁵⁸ Herrmann, Peter (2000) 17

⁵⁹ Boltz: Marktbericht (2009) 14



Die fünf Verbundsysteme der EU unter dem Dach der ENTSO-E

UCTE Nordel UKTSOA ATSOI BALTIC

Abbildung 7: Verbundsystembereich der ENTSO-E ⁶⁰

Bilanzgruppe, Bilanzgruppenverantwortlicher, Bilanzgruppenkoordinator

Vor der Liberalisierung wurden die Aufgaben Stromerzeugung, -übertragung, -verteilung und -vertrieb sowie der Ausgleich von Strombezug und -abgabe in einem integrierten System, einem vertikal integrierten EVU, wahrgenommen. In einem liberalisierten Strommarkt gibt es keine geschlossenen Versorgungsgebiete mehr. Somit können Lieferanten unabhängig von den Grenzen der Verteilernetze ihre Kunden mit Strom beliefern. Um die Abweichungen zwischen Strombezug und Stromabgabe gering zu halten und die aufwändige Abwicklung sowie Verrechnung zu vereinfachen, wurde innerhalb einer Regelzone ein System von Bilanzgruppen eingeführt.

Unter einer „Bilanzgruppe“ versteht man die Zusammenfassung von Erzeugern, Lieferanten (Händlern) und Verbrauchern zu einer virtuellen Gruppe, innerhalb derer ein Ausgleich zwischen Aufbringung (Bezugsfahrpläne, Einspeisungen) und Abgabe (Lieferfahrpläne, Verbrauch) erfolgt. Jeder dieser Marktteilnehmer ist verpflichtet, sich einer Bilanzgruppe anzuschließen.

Weitere Aufgaben der Bilanzgruppe sind die Sicherstellung der Reservehaltung für die Bilanzgruppenmitglieder, das Entrichten von Entgelten für die Ausgleichsenergie (wird an die Bilanzgruppenmitglieder weiterverrechnet) und Gebühren an die Bilanzgruppenkoordinatoren sowie der Abschluss von Datenaustauschverträgen (z. B. mit Bilanzgruppenkoordinatoren, Netzbetreibern und Bilanzgruppenmitglieder).

Als „Ausgleichsenergie“ wird die Differenz zwischen dem vereinbarten Fahrplanwert und dem tatsächlichen Bezug bzw. der tatsächlichen Lieferung der Bilanzgruppe je definierter Messperiode (z. B. Folgetag) verstanden (§ 7 Z 1 ElWOG).

⁶⁰ Leuschner: <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/090207.htm>, verfügbar am 28.07.2010

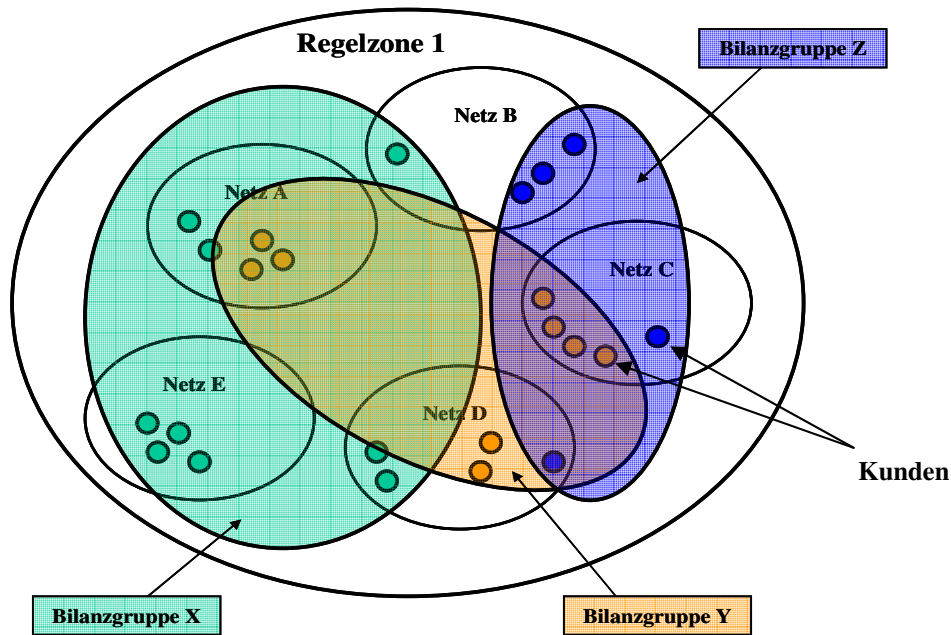


Abbildung 8: Zusammenspiel Regelzone, Verteilernetz, Bilanzgruppe und Kunde ⁶¹

Die Mitgliedschaft zu einer Bilanzgruppe wird durch einen Zählpunkt begründet. Jeder Zählpunkt ist genau einer Bilanzgruppe und einem Verteilernetzbetreiber zugeordnet.

Für die Funktion der Bilanzgruppe ist sowohl der Bilanzgruppenverantwortliche (BGV) als auch der Bilanzgruppenkoordinator (BKO) erforderlich.

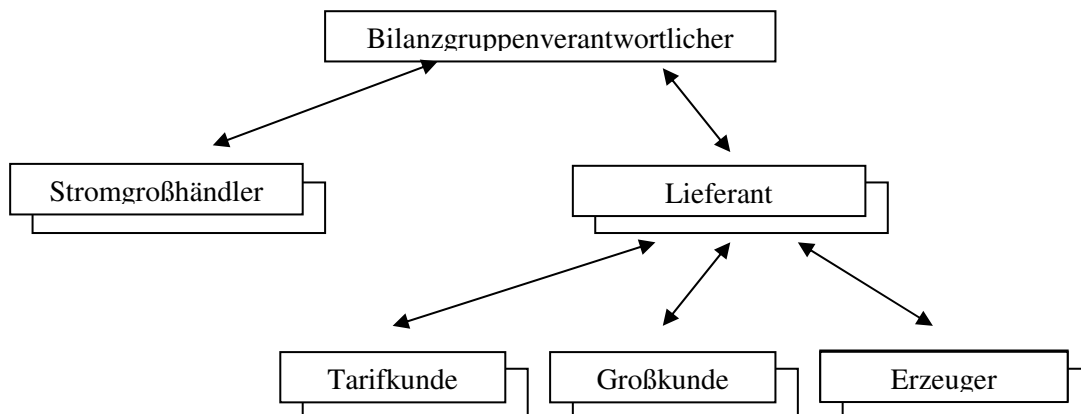


Abbildung 9: Aufbau einer Bilanzgruppe ⁶²

Die Hauptaufgabe des **Bilanzgruppenverantwortlichen** ist die Regelung der Ausgleichsversorgung (Bedarfsdeckung). Der Ausgleich zwischen Strombezug und Stromlieferung wird durch Erstellung einer Bedarfsprognose für den Folgetag gewährleistet. Dabei sammelt der BGV von allen Lieferanten in seiner Bilanzgruppe Prognosen für den Verbrauch des nächsten Tages (Fahrpläne) und erstellt daraus einen Summenfahrplan. Diesen übermittelt er an den Regelzonenführer und die Verrechnungsstelle.

⁶¹ Eigene Darstellung

⁶² Eigene Darstellung, angelehnt an VEÖ Marktregeln

Um die Ausgleichsenergie so gering wie möglich zu halten, werden Bezugs- und Lieferprogramme mit anderen Bilanzgruppen festgelegt. Außerdem vertritt der BGV die Bilanzgruppe gegenüber anderen Marktteilnehmern.

Für die Zulassung als BGV und die Einrichtung einer Bilanzgruppe ist im österreichischen Marktsystem nicht der Regelzonenführer sondern die jeweilige Verrechnungsstelle (BKO) und der Regulator (ECG) zuständig.

Der **Bilanzgruppenkoordinator** (BKO) ist eine natürliche od. juristische Person, die eine Verrechnungsstelle auf Grundlage einer Konzession betreibt. Er erhält sowohl vom Regelzonenführer (RZF) als auch vom Verteilernetzbetreiber (VNB) die Messwerte der Übergabemessungen der Regelzone bzw. der Netzkunden (Verbraucher, Einspeiser) und errechnet aus der Differenz dieser Messwerte und den prognostizierten Verbrauchswerten, die er vom Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV) erhält, die erforderliche Menge an Ausgleichsenergie. Der Bilanzgruppenkoordinator verhandelt den Preis für die Ausgleichsenergie und bestellt diese direkt bei ausgewählten Erzeugern in der Regelzone. Eine weitere Aufgabe des Bilanzgruppenkoordinators ist die Verwaltung der Bilanzgruppen in organisatorischer und abrechnungstechnischer Hinsicht. In Österreich sind derzeit 2 Verrechnungsstellen eingerichtet, für die Regelzone Verbund-APG sowie für die Regelzonen Tirol/Vorarlberg.

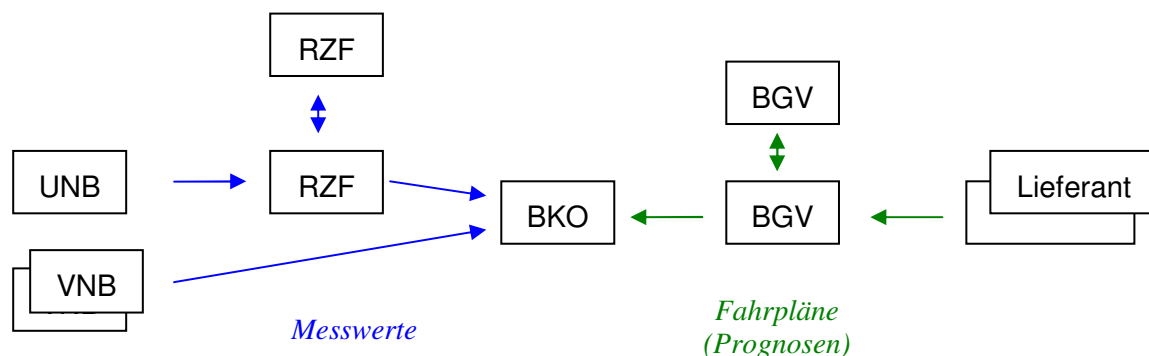


Abbildung 10: Informationsfluss zur Verrechnungsstelle ⁶³

Im Rahmen der Überwachungs- und Aufsichtsfunktion der ECG gemäß § 10 Abs 1 Z 3 E-RBG hat diese die Aufsicht über den Bilanzgruppenverantwortlichen, den Bilanzgruppenkoordinator und den Regelzonenführer.

Informationsflüsse

Abschließend soll das Zusammenwirken der einzelnen Marktteilnehmer auf Basis der Informationsflüsse nochmals aufgezeigt werden.

Der **Übertragungsnetzbetreiber** erfasst den Strombezug und die Stromabgabe über die Regelzongrenzen und übermittelt diese Messdaten dem Regelzonenführer. Dieser gibt diese dem Bilanzgruppenkoordinator (Verrechnungsstelle) zur Ermittlung der Ausgleichsenergie weiter. Weiters stimmt der

⁶³ Eigene Darstellung, angelehnt an VEÖ Marktregeln

Regelzonenführer die von ihm erstellten Summenfahrpläne für die Regelzone mit den benachbarten Regelzonenführern ab.

Der **Verteilernetzbetreiber** erfasst den Verbrauch und die Einspeisung in der Bilanzgruppe sowie die Übergabemesswerte zu benachbarten Bilanzgruppen und übermittelt diese dem Bilanzgruppenkoordinator zur Ermittlung der Ausgleichsenergie.

Weiters übermitteln sämtliche **Lieferanten** einer Bilanzgruppe ihre Verbrauchsprognosen für den Folgetag an den Bilanzgruppenverantwortlichen, der daraus Summenfahrpläne für die Bilanzgruppe erstellt. Der Bilanzgruppenverantwortliche übermittelt die Summenfahrpläne regelmäßig dem Bilanzgruppenkoordinator zur Ermittlung der Ausgleichsenergie, die er direkt bei ausgewählten Erzeugern in der Regelzone bestellt.

Die von den **Erzeugern** gelieferte Ausgleichsenergie wird vom Regelzonenführer dem Bilanzgruppenkoordinator in Rechnung gestellt. Der Bilanzgruppenkoordinator verrechnet die Ausgleichsenergie dem Bilanzgruppenverantwortlichen und der diese wiederum den einzelnen Lieferanten weiter.

Vertragsbeziehungen

Um das Funktionieren eines liberalisierten Strommarktes zu gewährleisten bedarf es einer Vielzahl von Vertragsbeziehungen zwischen den Marktteilnehmern:

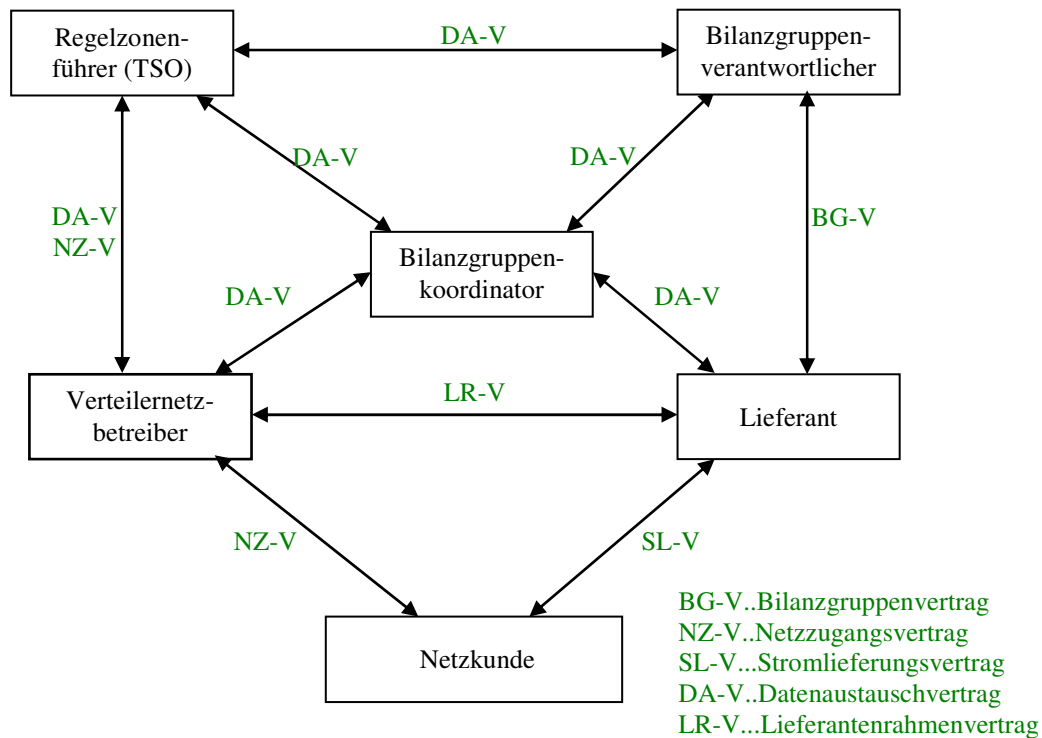
Der **Netzzugangsvertrag** ist eine individuelle Vereinbarung zwischen dem Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber, Weiterverteiler) und dem Netzkunden (Verbraucher, Erzeuger bzw. einem anderen Netzbetreiber) und regelt den Netzzugang (Netzzutritt, Netzbereitstellung und Netznutzung).

Datenaustauschverträge sind von den Marktteilnehmern (BKO, BGV, Netzbetreiber, Bilanzgruppenmitglieder) für das Funktionieren des Informationsflusses bzw. des Zusammenspiels von Regelzonen und Bilanzgruppen abzuschließen.

Die Mitgliedschaft zu einer Bilanzgruppe erfolgt mittels Vertrag (**Bilanzgruppenvertrag**) und kann unmittelbar (Abschluss eines Vertrages mit dem BGV) oder mittelbar (Abschluss eines Vertrages mit einem Lieferanten) erfolgen.

Der **Lieferantenrahmenvertrag** (Händlerrahmenvertrag, Netznutzungsvertrag) regelt das Geschäftsverhältnis zwischen dem Lieferanten und dem Netzbetreiber für die Nutzung des Netzes durch den Lieferanten für die Belieferung seiner Kunden. Das dafür zu bezahlende Netzentgelt kann er seinen Kunden weiterverrechnen. Weiters werden darin die An- und Abmeldung der Kunden (Fristen), der Datenaustausch (Formate), die Übermittlung der Messwerte, Haftung, Bilanzierung, etc. geregelt.

Neben den eigentlichen Bestimmungen der vorstehend genannten Verträge haben diese speziell in Österreich noch zusätzlich die Funktion, die nicht durch Gesetz determinierten Marktregeln für alle Marktteilnehmer verbindlich zu machen.

Abbildung 11: Vertragsbeziehungen zwischen den Marktteilnehmern⁶⁴

Netzbetreiber

Darunter werden die Betreiber von Übertragungs- bzw. Verteilernetzen verstanden. Das Übertragungsnetz hat die Aufgabe die elektrische Energie mit einer Spannung größer 110 kV überregional zu transportieren, während das Verteilernetz mit mittlerer (10 bis 30 kV) und niedriger Spannung (kleiner 1 kV) der Stromversorgung von Kunden dient.

Für den Betrieb von Elektrizitätsnetzen bedarf es einer Konzession. Die derzeit gültigen Konzessionsbedingungen für einen Verteilernetzbetreiber sind in den landesgesetzlichen Ausführungsbestimmungen auf Grundlage des § 26 ElWOG 2006 festgeschrieben.

Das Übertragungs- und Verteilernetz wird in 7 Netzebenen unterteilt:

Netzebene 1	220/380 kV – Netz	Höchstspannungsnetz
Netzebene 2	Umspannung von 220/308 kV auf 110 kV	
Netzebene 3	110 kV – Netz	Hochspannungsnetz
Netzebene 4	Umspannung von 110 kV auf 10/20/30 kV	
Netzebene 5	10/20/30 kV – Netz	Mittelspannungsnetz
Netzebene 6	Umspannung von 10/20/30 kV auf 400 V	
Netzebene 7	400 V – Netz	Niederspannungsnetz

Abbildung 12: Netzebenen⁶⁵

⁶⁴ Eigene Darstellung

Die Aufgaben eines Netzbetreibers sind die Netzbetriebsführung (für eine sichere, zuverlässige und leistungsfähige Stromversorgung), die Sicherstellung der notwendigen technischen Voraussetzungen (für den Betrieb des Netzsystems), die Gewährleistung eines ausreichenden Informationsaustausches mit anderen Netzbetreibern (für einen effizienten Betrieb und koordinierten Netzausbau), die Veröffentlichung von Allgemeinen Netzbedingungen und der Systemnutzungstarife, die Mess- und Zähler-Datenübertragung (für die Verrechnung) sowie der Datenaustausch mit den Marktteilnehmern entsprechend den Marktregeln.⁶⁶

4. Liberalisierungsschwerpunkte für Verteilernetzbetreiber

4.1 Strommarktregulator

Auf Grund der Existenz eines natürlichen Monopols im Netzbereich konnten nicht alle Teile des Elektrizitätssektors dem freien Markt überlassen werden.⁶⁷

Dem weiterhin monopolistisch organisierten Netzbetreiber kommt somit eine bedeutende Marktmacht zu, mit der er den Wettbewerb sowohl in den vor- als auch nachgelagerten Bereichen der Wertschöpfungskette (Erzeugung, Handel) verhindern kann.⁶⁸ Die Sicherstellung der Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer durch den Netzbetreiber, insbesondere in Märkten mit eingesessenen vertikal integrierten EVU, erfordert eine permanente Marktüberwachung.

4.1.1 Regulierungsbehörden

Um den Wettbewerb sicherzustellen und die Marktmacht des Monopolisten einzuschränken, ist die Einrichtung einer weitgehend unabhängigen Institution notwendig. Dies erfolgte durch die Einrichtung des **Strommarktregulators**.

Zu den wesentlichsten Aufgaben des Regulators gehören die Überwachung der Trennung von Netzbereich und Wettbewerbsbereich in vertikal integrierten EVU (Verhinderung der Diskriminierung von externen Lieferanten), die Festlegung der Netztarife (Verhinderung von Monopolbildung), das Sichern einer Mindestqualität des Netzes durch entsprechende Regeln (Mindeststandards für Versorgungssicherheit, -zuverlässigkeit und Power Quality) sowie die Kontrolle der allgemeinen Verteilernetzbedingungen (Verhinderung der Diskriminierung von Netzzugangswerbern).

⁶⁵ SNT-VO 2010

⁶⁶ Herrmann, Peter (2000) 19

⁶⁷ Hujber in Fremuth, Barrak (2002) 2ff

⁶⁸ Ford, Güllener, Wallmeier (2000) 31

Die (Legal-)Definition für den Begriff Regulator findet sich in der österreichischen Rechtsordnung in § 4 Abs 2 WettbG und lautet:

Unter “Regulatoren“ iSd Bundesgesetzes sind durch Bundesgesetz eingerichtete Behörden zu verstehen, die mit der Ausübung von Regulierungsaufgaben hinsichtlich bestimmter Sektoren betraut sind.

In den Erläuterungen zum WettbG wird dazu näher ausgeführt, dass unter Regulierungsaufgaben jedenfalls die Aufsicht über marktbeherrschende Unternehmen fällt. Weiters definiert sich der Regulator über die von ihm wahrgenommenen Regulierungsaufgaben. Was jedoch unter Regulierungsaufgaben zu verstehen ist, bleibt - wie eine Definition für Regulierung bzw. Regulierungsbehörden - der österreichische Gesetzgeber schuldig.⁶⁹ Nach Mayer ist Regulierung als Rechtsbegriff in Österreich iW als ein spezieller Fall der Wirtschaftsaufsicht hinsichtlich von sich in Liberalisierung befindlichen Netzwerkindustrien zu verstehen.⁷⁰

Die Vorgabe für die Einrichtung eines Regulators erfolgte gemäß Art. 23 Abs 1 RL 2003. Diese Bestimmung verpflichtete die Mitgliedstaaten einen von den Interessen der Elektrizitätswirtschaft vollkommen unabhängigen Regulator (ein oder mehrere Regulierungsbehörden) einzurichten, der die Aufgabe hat, Nichtdiskriminierung, tatsächlichen Wettbewerb und ein effizientes Funktionieren des Marktes sicherzustellen sowie die Entwicklung des Binnenmarktes zu beobachten (Monitoring). In diesem Zusammenhang soll es dem Regulator obliegen, die Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Bedingungen und Tarife für den Netzzugang zu bestimmen oder zu genehmigen (Art 23 Abs 2 RL 2003). Der Regulator soll weiters Schlichtungsstelle für Beschwerden gegen einen Verteilernetzbetreiber sein (Art 23 Abs 5, 6 und 11 RL 2003). Art 23 Abs 8 RL 2003 legt fest, dass der Regulator der Kommission jährlich (ab dem Jahre 2010 alle zwei Jahre) einen ausführlichen Bericht über den aktuellen Stand der Entwicklung des Binnenmarktes zu unterbreiten hat. Die Mitgliedstaaten haben die notwendigen Maßnahmen zu treffen bzw. Mechanismen zu schaffen, damit der Regulator den in dieser Richtlinie auferlegten Verpflichtungen nachkommen kann (Art 23 Abs 7 und 8 RL 2003).

Auf Grundlage dieser Vorgaben wurden für die Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben auf Ebene des österreichischen Nationalstaates 3 Behörden eingerichtet: Eine Oberste Elektrizitätsbehörde (Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit, BMWA) sowie zwei eng miteinander kooperierende Regulierungsbehörden (Energie-Control GmbH, ECG und Energie-Control Kommission, ECK). Zur Beratung dieser Behörden wurde der Elektrizitätsbeirat eingerichtet.

Für die Wahrnehmung übernationaler Regulierungsaufgaben existieren neben den nationalen Behörden weitere Regulierungsbehörden auf europäischer Ebene. Die bedeutendsten davon sind der “Rat

⁶⁹ Mayer (2003) 98-100

⁷⁰ Mayer (2003) 101

der europäischen Regulierungsbehörden im Energiebereich“ (CEER) und die EU-Kommission beratende, unabhängige “Gruppe europäischer Regulierungsbehörden“ (ERGEG).⁷¹

4.1.2 Entwicklung

Im Zuge der Entwicklung der Netzregulierung hat die EU in ihrer Binnenmarktrichtlinie 96/92/EG (RL 1996) die Wahlmöglichkeit zwischen zwei verschiedenen Organisationsformen des Netzzuganges vorgesehen (Art 16, 17 und 18 RL 1996), einem verhandelten Netzzugang und einem geregelten Netzzugang (der geregelte Netzzugang wurde erst mit der Binnenmarktrichtlinie 2003 verpflichtend). Die Überwachung der Netzregulierung wurde bis zur Einführung der Regulierungsbehörden im Jahre 2000 durch die für Elektrizitätsangelegenheiten zuständigen Behörden (gemäß §§ 46, 47 und 48 ElWOG 1998 der Bundesminister für wirtschaftliche Angelegenheiten bzw. die Landesregierung) und sie unterstützende Institutionen (gemäß §§ 49 und 51 ElWOG 1998 der Elektrizitätsbeirat bzw. der Landeselektrizitätsbeirat) wahrgenommen.

Österreich wählte den geregelten Netzzugang gemäß Art 18 RL 1996 und verabschiedete - auf Grundlage des Subsidiaritätsprinzips gemäß Art 3 RL 1996, das die Übertragung von Kompetenzen vom Mitgliedstaat bzw. dem zuständigen Bundesminister auf so genannte Regulierungsbehörden ermöglicht - mit dem Energieliberalisierungsgesetz 2000 das „Bundesgesetz über die Aufgaben der Regulierungsbehörden im Elektrizitätsbereich und die Errichtung der Elektrizitäts-Control GmbH und der Elektrizitäts-Control Kommission“ (BGBl. I Nr. 121/2000). Auf Grundlage dieses Gesetzes wurden in Österreich die Regulierungsbehörden eingeführt. Dieses Bundesgesetz wurde im Jahre 2002 novelliert und ein gemeinsames Gesetz für die Elektrizitäts- und Gasregulierung erlassen (Energie-Regulierungsbehördengesetz, E-RBG, BGBl. I Nr. 148/2002).

Mit der Reform des Wettbewerbsrechtes per 1. Juli 2002 wurde die Stellung der Regulierungsbehörden im Kartellrecht wesentlich gestärkt. Denn seither kommen der ECG beim Kartellgericht auch Antragsrechte in verschiedenen Bereichen des Kartellgesetzes zu.⁷² Daneben steht es der ECG frei, eine Stellungnahme in einem Verfahren, das den Elektrizitätsbereich betrifft, abzugeben. Darüber hinaus kann die ECG auf Ersuchen der Wettbewerbsbehörde für diese auch beratend und unterstützend tätig sein. Dazu wurde eine intensive Zusammenarbeit zwischen den Wettbewerbsbehörden und dem Regulator vorgesehen.⁷³ Die Reform des Wettbewerbsrechtes betraf aber auch Änderungen in der Behördenstruktur, indem neue Behörden (Bundeswettbewerbsbehörde, Bundeskartellanwalt) eingerichtet und gleichzeitig der paritätische Ausschuss abgeschafft wurden. Damit wurde jedoch der Einfluss der Sozialpartner in Wettbewerbsfragen reduziert.

⁷¹ EurActiv.com: <http://www.euractiv.com/de/energie/liberalisierung-strommarktes-eu/article-170955>, verfügbar am 06.02.2009

⁷² Wejwoda (2008) 9

⁷³ Haberfellner, Hujber, Koch (2002) 4 sowie Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 58

Mit der Erlassung des Energie-Versorgungssicherheitsgesetzes 2006 wurde das E-RBG ein weiteres Mal novelliert, wobei insbesondere die Organisation (§ 5 Abs 6 E-RBG), das Verfahren (§ 8 E-RBG), die Zuständigkeiten (§ 9 E-RBG), die Streitschlichtungsfunktion (§ 10a E-RBG) sowie die Berichtspflichten (§ 14a E-RBG) der ECG erweitert wurden.

Die Effektivität der nationalen Regulierungsbehörden war jedoch auf Grund mangelnder Unabhängigkeit von den Mitgliedstaaten sowie unzureichender Befugnisse eingeschränkt. Auf der Tagung vom 8. und 9. März 2007 forderte der Europäische Rat die Kommission deshalb auf, Legislativvorschläge für eine Verbesserung der Situation durch eine weitere Harmonisierung der Befugnisse sowie eine Stärkung der Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörden auszuarbeiten.

Diese Ergebnisse flossen in die neue Binnenmarktrichtlinie 2009/72/EG ein, mit deren Umsetzung folgende Aufgabenschwerpunkte mit Hilfe der Regulierungsbehörden die Weiterentwicklung des Binnenmarktes sichern sollen: Die Verbesserung der Wettbewerbsaufsicht, des Verbraucherschutzes, der Netzqualität, der Zusammenarbeit, der Organisation der nationalen Regulierungsbehörden, der Durchsetzbarkeit von Entscheidungen sowie die Harmonisierung der Befugnisse der Regulierungsbehörden, die Förderung der Marktintegration und der Ausbau des Monitoring.

Die EU stellte fest, dass diese Aufgaben durch die derzeitige Organisation von nationalen Regulierungsbehörden nicht gelöst werden und verabschiedete eine Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Hauptaufgabe dieser Agentur soll die Förderung der Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden in grenzüberschreitenden Regulierungsbelangen sein.

Als Zwischenschritt auf dem Weg zu einem einheitlichen europäischen Strombinnenmarkt hat die EU-Kommission regionale Märkte geschaffen, die sich in die Regionen Central Eastern Europe (CEE), Central Southern Europe (CSE), Central Western Europe (CWE) und Central North Europe (CNE) eingeteilt. Österreich wurde gemäß dem Conclusion Paper der ERGEG vom Februar 2006 den Regionen CEE und CSE zugeordnet.⁷⁴ Die ERGEG (European Regulations Group for Electricity and Gas) ist ein die EU-Kommission beratendes Gremium.

4.1.3 Aktuelle Situation

Die derzeitigen Aufgaben und Zuständigkeiten der Netzregulierung sind auf Grundlage der Binnenmarktrichtlinie 2003/54/EG insbesondere in den bundesgesetzlichen Bestimmungen des ElWOG 2006 und E-RBG (in der Fassung vom 22.04.2009), in den auf Basis dieser Bestimmungen ergangenen Verordnungen (z. B. SNT-VO 2010) sowie den landesgesetzlichen Bestimmungen und deren Verordnungen festgeschrieben.

⁷⁴ ECG: <http://www.e-control.at/de/econtrol/themen/marktintegration>, verfügbar am 25.11.2009

Auf Basis der derzeit geltenden Bestimmungen sind für die Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben in Österreich insgesamt 3 Behörden eingerichtet worden: Eine oberste Elektrizitätsbehörde (BMWA) sowie zwei eng miteinander kooperierende Regulierungsbehörden (ECG und ECK). Die wesentlichsten Regulierungsaufgaben übernehmen dabei die zwei Regulierungsbehörden, die dafür eng miteinander kooperieren. Die Regulierungsbehörden sind wie die Verwaltungsbehörden und ordentlichen Gerichte unabhängige Vollzugsbehörden. Zur Beratung der obersten Elektrizitätsbehörde und der Regulierungsbehörden wurde der Elektrizitätsbeirat eingerichtet.

- **Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit**

Der Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) ist gemäß § 2 E-RBG 2009 die oberste Elektrizitätsbehörde in Angelegenheiten des Elektrizitätswesens, die in Vollziehung Bundessache sind. In Bezug auf die Liberalisierung obliegen ihr insbesondere folgende Aufgaben:⁷⁵

- Aufsicht über die Tätigkeit der ECG (§ 3 Abs 2 Z 1 E-RBG)
- Grundsätzliche Vorgaben für die Tätigkeit der ECG (Richtlinienkompetenz) mit der Ermächtigung zur Abgabe von Stellungnahmen zu grundsätzlichen Fragen im Rahmen der Tätigkeit der ECG, zur Ausarbeitung von Grundsätzen für die Ausgestaltung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen sowie zur Erlassung von Verordnungen über die anzuwendenden Grundsätze bei der Bestimmung der Systemnutzungstarife. Im Rahmen der Richtlinienkompetenz gem. § 3 Abs 2 Z 3 E-RBG hat der BMWA jeweils den Elektrizitätsbeirat zu befassen (Abs 4).
- Entscheidung in Angelegenheiten des Art 12 Abs 3 B-VG (siehe auch § 49 Z 2 ElWOG 2006).
- Anordnung von statistischen Erhebungen über Elektrizität. Die Durchführung erfolgt durch die ECG (§ 52 ElWOG 2006).
- Übermittlung von Daten in Angelegenheiten, die im ElWOG 2006 durch unmittelbar anwendbares Bundesrecht geregelt sind (§ 54 ElWOG 2006).

- **Energie-Control GmbH**

Die Energie-Control GmbH (ECG) ist eine von zwei Regulierungsbehörden in Österreich zur Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben in der Elektrizitätswirtschaft (§ 4 und 5 E-RBG, § 48 Abs 1 ElWOG). Die ECG ist eine nicht Gewinn orientierte, ausgegliederte und mit Hoheitsrechten (Verordnungs- und Bescheiderlasskompetenz) beliehene Gesellschaft mit beschränkter Haftung (privatrechtlich strukturiertes Unternehmen), deren operative Tätigkeit von der ECK wahrgenommen wird. Ihre Anteile sind zu 100% dem Staat vorbehalten. Die Verwaltung der Anteilsrechte für den Staat obliegt dem BMWA. Die ECG hat eine Geschäftsführung und einen Aufsichtsrat einzurichten sowie eine Geschäftsordnung und ein Budget zu erstellen (§ 5 E-RBG). Die Finanzierung ihrer Aufgaben erfolgt gemäß § 6 E-RBG iVm § 25 ElWOG durch den Betreiber des Höchstspannungsnetzes (Übertragungsnetzbetreiber), der

⁷⁵ Mayer (2003) 107f

berechtigt ist, diese anteilmäßig den nachgelagerten Netzbetreibern (Verteilernetzbetreibern) weiter zu verrechnen.⁷⁶

Die Tätigkeit der ECG unterliegt der Aufsicht durch den BMWA (§ 21 E-RBG), der in diesem Zusammenhang Weisungen erteilen kann und Auskunftsrecht genießt. Die ECG hat darüber hinaus dem BMWA jährlich einen Tätigkeitsbericht zu übermitteln (§ 25 E-RBG).

Die ECG hat alle organisatorischen Vorkehrungen zu treffen, um Ihre Aufgaben erfüllen zu können und der Energie-Control Kommission die Erfüllung deren Aufgaben zu ermöglichen (§ 7 E-RBG).

Die ECG hat die Aufgabe, die Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes in Österreich zu überwachen, zu begleiten und gegebenenfalls regulierend einzugreifen sowie dessen Weiterentwicklung durch Zusammenarbeit mit anderen nationalen Regulierungsbehörden. Dazu gehört es, faire Rahmenbedingungen für den Wettbewerb im Elektrizitätsbereich zu schaffen sowie die Regulierung transparent und unter dem Grundsatz der Gleichbehandlung zu gestalten. Entscheidungen werden unter Einbeziehung aller Betroffenen getroffen.

Die Wahrnehmung ihrer hoheitlichen Aufgaben erfolgt insbesondere auf Grundlage des E-RBG, des ElWOG, des Allgemeinen Verwaltungsverfahrensgesetzes (AVG) sowie des Gesetzes über die Gesellschaften mit beschränkter Haftung (GmbH-Gesetz) und den auf Basis dieser Gesetze erlassenen Ausführungsgesetze und Verordnungen, sofern dafür nicht die ECK zuständig ist. In Bezug auf Verteilernetzbetreiber sind der ECG insbesondere folgende Aufgaben und Zuständigkeiten zugewiesen:⁷⁷

- “Sonstigen Marktregeln“ in Zusammenarbeit mit den Marktteilnehmern erstellen und veröffentlichen (§ 9 Abs 1 Z 1 E-RBG 2008)
- “Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ (TOR) in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern erstellen und veröffentlichen (§ 9 Abs 1 Z 2 E-RBG 2008)
- Ermöglichung der Arbeit der ECK (§ 7 Abs 1), insbesondere hinsichtlich Vorbereitungen zur Feststellung der Systemnutzungstarife
- Erstellung von Gutachten und Stellungnahmen über die Markt- und Wettbewerbsverhältnisse im Elektrizitätsbereich sowie die Wahrnehmung der den Regulatoren durch das Kartellgesetz eingeräumten Antrags- und Stellungnahmerechte für diesen Bereich (§ 7 Abs 2 E-RBG)
- Wettbewerbsaufsicht, insbesondere hinsichtlich der Gleichbehandlung der Marktteilnehmer durch Monopolisten (§ 10 Abs 1 Z 1)⁷⁸
- Überwachung des Unbundling in den vertikal integrierten EVU (§ 10 Abs 1 Z 2)
- Durchführung eines Ermittlungsverfahrens im Rahmen der Bestimmung der Systemnutzungstarife (§ 55 iVm § 25 ElWOG 2006).
- Durchführung von statistischen Erhebungen und sonstigen Arbeiten im Rahmen der Elektrizitätsstatistik gemäß § 52 ElWOG 2006 und § 14 E-RBG sowie Energielenkungsgesetz 1982, Elektrizitäts-

⁷⁶ Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 58

⁷⁷ Mayer (2003) 110-113

⁷⁸ Mayer (2003) 167-168

tätsstatistikverordnung 2007 des BMWA und Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006 der ECG

- Übermittlung von Daten in Angelegenheiten, die im EIWOG 2006 durch unmittelbar anwendbares Bundesrecht geregelt sind (§ 54 EIWOG 2006).
- Schlichtung von Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern, wenn eine Partei dies wünscht und sofern darüber nicht die ECK zu entscheiden hat (§ 10a E-RBG)
- Abstellung von Personal als unabhängige Sachverständige in Gerichts- und Verwaltungsverfahren (§ 8 Abs 2 E-RBG)
- Mitwirkung an der Zusammenarbeit zum Zweck der Weiterentwicklung des Europäischen Energiebinnenmarktes (§ 7 Abs 3 E-RBG)
- Veröffentlichung allgemeiner Informationen über ihren Tätigkeitsbereich (§ 9 Abs 1 Z 5 E-RBG) sowie Berichterstattung über Monitoringtätigkeit (§ 14a E-RBG)
- Auskunfts- und Einsichtsrechte gegenüber allen Marktteilnehmern, sofern sie für die Erfüllung ihrer Aufgaben notwendig sind (§ 27 E-RBG)

- **Energie-Control Kommission**

Die Energie-Control Kommission (ECK) ist die primäre Regulierungsbehörde in Österreich. Sie ist eine weisungsfreie Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag gemäß Art 20 Abs 2 und Art 133 Z 4 B-VG und besteht aus drei unabhängigen Mitgliedern (inklusive Ersatzmitgliedern), die für 5 Jahre (einmalig) durch die Bundesregierung ernannt werden (§ 17 Abs 1 E-RBG).

Das vorsitzende Mitglied (Dreiervorschlag durch die Bundesregierung) hat dem Richterstand anzugehören, bei den beiden anderen Mitgliedern (Vorschlag des BMWA) hat eines über einschlägige technische Kenntnisse und eines über juristische und ökonomische Kenntnisse zu verfügen (§§ 17 und 18 E-RBG). Die Mitgliedschaft der ECK ist an eine Reihe von in § 17 Abs 3 E-RBG aufgelisteten Kriterien geknüpft.

Die ECK hat eine Geschäftsordnung zu erstellen und wendet, sofern das E-RBG bzw. das EIWOG nichts anderes bestimmen, das AVG an (§ 20 Abs 1 E-RBG). Ihre Geschäftsführung obliegt der ECG, die das erforderliche Personal für die Bewältigung der Aufgaben der ECK zur Verfügung stellt. Ihr Aufwand ist von der ECG zu tragen.

Die ECK ist bei der ECG angesiedelt (§ 15 Abs 2) und nimmt die operative Tätigkeit der ECG wahr. Bezüglich Verteilernetzbetreiber sind der ECK im wesentlichen folgende Aufgaben und Zuständigkeiten zugewiesen:⁷⁹

- Bescheidmäßige Genehmigung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen (§§ 24 und 31 EIWOG, § 16 Abs 1 Z 1 E-RBG)

⁷⁹ Mayer (2003) 113-114

- Bestimmung der Systemnutzungstarife gem. § 25 Abs 1 ElWOG inklusive des Verfahrens der Kostenwälzung gem. § 25 Abs 13 ElWOG 2006 sowie des Zuschlags zum Systemnutzungstarif gem. § 34 Abs. 5 ElWOG (§ 16 Abs 1 Z 2 E-RBG)
- Bescheidmäßige Untersagung der Anwendung von Bedingungen, die auf Endverbraucher Anwendung finden und gegen ein gesetzliches Verbot oder die guten Sitten verstoßen (§ 16 Abs 1 Z 3 E-RBG)
- Entscheidungen über Netzzugangsverweigerung im Verfahren (§ 20 Abs. 2 ElWOG, § 16 Abs 1 Z 4 E-RBG)
- Schlichtung von Streitigkeiten zwischen Marktteilnehmern mit Entscheidung durch Bescheid (§ 21 ElWOG, § 16 Abs 1 Z 5 E-RBG)
- Berufungsbehörde gegen Entscheidungen der ECG (§ 16 Abs 2 E-RBG)⁸⁰
- Auskunfts- und Einsichtsrechte gegenüber allen Marktteilnehmern, sofern sie für die Erfüllung ihrer Aufgaben notwendig sind (§ 27 E-RBG)

Beschlüsse der ECK ergehen einstimmig (§ 18 E-RBG). Die ECK entscheidet in oberster Instanz, es ist somit keine Beschwerde über den Verwaltungsweg mehr möglich, die Anrufung des Verwaltungsgerichtshofes ist jedoch zulässig (§ 20 Abs 2 E-RBG). Bescheide der ECK gemäß § 16 Abs 1 Z 5 E-RBG können bei Gericht angefochten werden.

• **Elektrizitätsbeirat**

Zur Beratung des BMWA und der Regulierungsbehörden in den in § 26 Abs 1 E-RBG beschriebenen Angelegenheiten (Elektrizitätspolitik, erstinstanzliche Entscheidungen der ECG, Festlegung der von der ECG einzuhebenden Entgelte, etc.) wurde beim BMWA der Elektrizitätsbeirat eingerichtet.⁸¹

Dem (Bundes-)Elektrizitätsbeirat gehören gem. § 26 Abs 3 E-RBG neben dem Vorsitzenden eine Reihe von weiteren Mitglieder (inkl. Ersatzmitglieder) an (Vertreter von verschiedenen Bundesministerien und Kammern, der Bundesländer, des Städtebundes, Gemeindebundes, der Vereinigung österr. Industrieller, etc.), die ihre Tätigkeit ehrenamtlich ausüben und vom BMWA bzw. dem zuständigen Bundesminister ernannt werden.

Dem Elektrizitätsbeirat obliegen in Bezug auf einen Verteilernetzbetreiber insbesondere folgende Aufgaben:

- Erörterung der Harmonisierung der Allgemeinen Verteilernetzbedingungen im Hinblick auf eine bestmögliche Handhabung des Netzzugangs sowie die Wahrung des Konsumentenschutzes (§ 26 Abs 2 Z 1 E-RBG)
- Erörterung der den EVU im Zuge der Rechnungslegung gem. § 8 ElWOG auferlegten Kriterien (§ 26 Abs 2 Z 2 E-RBG)

⁸⁰ Mayer (2003) 106

⁸¹ Kirchner (2005) 110

- Erörterung der Harmonisierung der gem. § 26 ElWOG festgeschriebenen Konzessionsbedingungen für Verteilernetzbetreiber (§ 26 Abs 2 Z 3 E-RBG)
- Erstattung von Vorschlägen bei der Tarifbestimmung gem. § 25 ElWOG (§ 26 Abs 2 Z 4 E-RBG)
- Erstattung von Vorschlägen für sonstige Verordnungen des BMWA und der ECG in Elektrizitätsangelegenheiten (§ 26 Abs 2 Z 5 E-RBG)
- Begutachtung von Verordnungen des BMWA und der ECG in Elektrizitätsangelegenheiten gem. ElWOG und E-RBG (§ 26 Abs 2 Z 6 E-RBG)

• Weitere Behördenzuständigkeiten

Im 8. Teil des ElWOG 2006 sind weitere Behördenzuständigkeiten in Elektrizitätsangelegenheiten festgelegt. So sind gemäß § 48 Abs 2 ElWOG 2006 Verwaltungsstrafen nach diesem Gesetz (10. Teil, Strafbestimmungen) von der zuständigen Bezirksverwaltungsbehörde bzw. Bundespolizeidirektion zu verhängen. Gemäß § 49 ElWOG 2006 ist, soweit im Einzelfall nichts anderes Vereinbart wurde, die Landesregierung zuständige Behörde in ausführungsgesetzlichen Angelegenheiten des ElWOG 2006, die in dieser Funktion ausgiebige Auskunftsrechte genießt (§ 59 ElWOG 2006).

Die Landesregierung hat dem BMWA jährlich einen Bericht über das Funktionieren des Elektrizitätsbinnenmarktes vorzulegen (§ 61 ElWOG 2006).

Gemäß der Grundsatzbestimmung des § 51 ElWOG 2006 sehen die Ausführungsgesetze zur Beratung der Landesregierung in grundsätzlichen elektrizitätswirtschaftlichen Angelegenheiten einen Landeselektrizitätsbeirat vor.

4.2 Entflechtung von vertikal integrierten EVU

Unter "Entflechtung", auch Unbundling genannt, versteht die gängige Literatur die Herstellung der Unabhängigkeit zwischen verschiedenen Geschäftsfeldern einer Unternehmung.

Adressaten von Entflechtungsregelungen sind vor allem vertikal integrierte Unternehmen mit marktbeherrschender Stellung im Bereich der Netzwirtschaften (Energie, Eisenbahn, Telekommunikation), um eine Trennung des Netzbetriebes, der ein natürliches Monopol darstellt, von den vor- und nachgelagerten Wertschöpfungsstufen zu erreichen. Ziel des Unbundling ist es, Diskriminierungen, Quersubventionierungen und andere Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern.⁸²

Die Entflechtungsbestimmungen sollen zu einer Interessenslage der Netzbetreiber führen, die ähnlich bis gleich jener bei eigentumsrechtlichem Unbundling ist. Um den Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt sicherzustellen, hat die EU deshalb bereits in ihrer 1. Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie eine Entflechtung der vertikal integrierten EVU vorgesehen.

⁸² Habberfellner (2002) 5

4.2.1 Formen des Unbundling

In der allgemeinen Literatur wird mehrheitlich zwischen folgenden Formen des Unbundling unterschieden:⁸³

- **Buchhalterisches Unbundling (Accounting Unbundling)**

Buchhalterisches Unbundling, auch Accounting Unbundling genannt, bedeutet die Unabhängigkeit von Teilen des Unternehmens durch getrennte Konten. Die Kontenführung erfolgt dabei in der Weise, als ob die Tätigkeiten von separaten Firmen ausgeführt werden. Die verschiedenen Unternehmensteile führen dabei eigene Bilanzen und Ergebnisrechnungen, die im Anhang des Jahresabschlusses aufliegen. Dadurch soll eine höhere Transparenz der Kostenzuordnung gewährleistet werden.⁸⁴

- **Funktionales Unbundling (Functional Unbundling)**

Functionales Unbundling, auch Organisatorisches Unbundling, Operationelles Unbundling, Management Unbundling oder Functional Unbundling genannt, bedeutet die Unabhängigkeit von Teilen des Unternehmens hinsichtlich Organisations- und Entscheidungsgewalt.⁸⁵

- **Informatorisches Unbundling (Informational Unbundling)**

Informatorisches Unbundling, auch informationelles oder Informational Unbundling genannt, verlangt die Trennung von wirtschaftlich sensiblen Informationen innerhalb eines Unternehmens, um die Unabhängigkeit der einzelnen Unternehmensteile sowie die diskriminierungsfreie Verwendung von Informationen zu gewährleisten (z. B. durch Compliance-Richtlinien und Chinese Walls).

- **Gesellschaftsrechtliches Unbundling (Legal Unbundling)**

Gesellschaftsrechtliches Unbundling, auch Rechtliches Unbundling oder Legal Unbundling genannt, bedeutet die Unabhängigkeit von Teilen eines Unternehmens durch Bildung rechtlich selbständiger Gesellschaften bzw. Rechtspersonen.

- **Eigentumsrechtliches Unbundling (Ownership Unbundling)**

Eigentumsrechtliches Unbundling, auch Ownership Unbundling genannt, bedeutet die absolute Unabhängigkeit von Teilen des Unternehmens durch eine eigentumsrechtliche Trennung der Unternehmensteile.

Im Zuge der Liberalisierung des europäischen Strommarktes wurden die Vorgaben für das Unbundling sukzessive verschärft. Die an der vorangegangenen Diskussion bezüglich der Festlegung der Vorschriften beteiligten Parteien (Netzbetreiber, VEÖ, Regulator, Gutachter, etc.) kreierten eine Reihe von weiteren Entflechtungsformen, auf die in dieser Arbeit nicht weiter eingegangen wird (z. B. Asset

⁸³ Blank, Germann, Scherer (2010) 10

⁸⁴ Leber (2010) 54

⁸⁵ Kroneberg (2008) 15

Unbundling, Dritter Weg) bzw. nachfolgend erläutert werden (z. B. Independent System Operator, Independent Transmission Operator).

Auswirkungen von unzureichendem Unbundling:

Die sukzessive Verschärfung der Entflechtungsvorschriften war notwendig, da die von der EU respektive der EU-Kommission angestrebte tatsächliche Entflechtung der vertikal integrierten EVU bis zuletzt noch nicht vollständig umgesetzt wurde. Die EU ist jedoch entschlossen, die angestrebte Entflechtung zu erwirken, da mit einer unzureichenden Entflechtung eine Reihe von negativen Auswirkungen verbunden sind.

So fördert der hohe Integrationsgrad der vertikal integrierten EVU eine Quersubvention des Wettbewerbsbereiches durch Einnahmen beim monopolistischen Netzbereich (hohe Netztarife bei gleichsam niedrigem Energiepreis).⁸⁶ Ein weiterer Fall von Quersubventionierung besteht, wenn Einkünfte aus grenzüberschreitenden Auktionen (Vergabe der knappen grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten⁸⁷) für Netztarifsenkungen verwendet werden, anstatt für den Ausbau des Netzes für zusätzliche Kapazitäten.

Weiters könnten Diskriminierungen auf Grund von überhöhten Spreads für Ausgleichsenergie, die das Risiko für Markteinsteiger erhöhen, bzw. durch Bevorzugung von verbundenen Unternehmen bei der Weitergabe von knappen Kapazitäten erfolgen (z. B. Vergabe nach dem Prinzip „first come – first in“).⁸⁸

Bei mangelnder Transparenz wäre es auch möglich, dass ein vertikal integriertes EVU durch höhere Stromtarife in Hochpreisländern (zu Lasten der Endverbraucher) diesen Zusatzgewinn in Niedrigpreisländern verwendet, um seine Marktposition auszubauen (zu Lasten der anderen EVU). Auch auf einen diskriminierungsfreien Zugang zu Informationen sowie einen schnellen Wechselprozess wird ein besonderes Augenmerk gelegt.

4.2.2 Entwicklung

Das typisch österreichische EVU ist ein vertikal integriertes Unternehmen, dessen Wertschöpfungskette aus den fünf Ebenen Erzeugung, Großhandel, Übertragung, Verteilung und Vertrieb besteht.

Durch das Bestehen eines natürlichen Monopols im Netzbereich und den damit verbundenen wettbewerbsbehindernden Eigenschaften wurden bereits in der 1. Binnenmarktrichtlinie (RL 1996) erste Ansätze einer Entflechtung des Netzbereichs von den vor- und nachgelagerten Bereichen der EVU vorgesehen. Dabei wurden die Bereiche Erzeugung, Großhandel und Vertrieb dem freien Wettbewerb aus-

⁸⁶ Wejwoda (2008) 14 und 15

⁸⁷ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 29-30

⁸⁸ Haberfellner (2002) 5

gesetzt, der Netzbereich (Übertragung und Verteilung) blieb auf Grund seiner Eigenschaft als natürliches Monopol vom Wettbewerb ausgeschlossen.

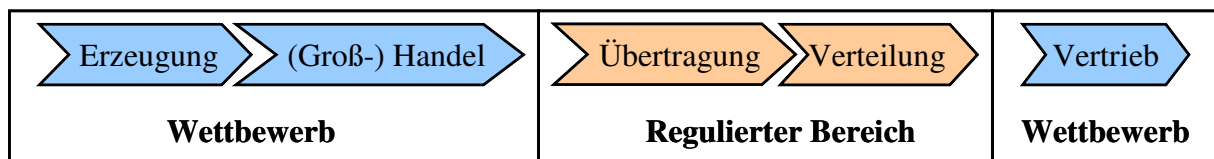


Abbildung 13: Wertschöpfungskette von Stromversorgern ⁸⁹

Durch die Richtlinie wurde den Mitgliedsstaaten die Pflicht auferlegt, den vertikal integrierten EVU eine getrennte Buchführung vorzuschreiben und somit erste Ansätze eines Unbundling in ihren Gesetzen vorzusehen. Die Mitgliedstaaten konnten jedoch unter gewissen Umständen Übergangsregelungen bzw. Ausnahmeregelungen für kleine, isolierte Netze bei der Europäischen Kommission beantragen.

Die nationale Umsetzung der in der jeweiligen Binnenmarktrichtlinie formulierten Entflechtungsvorschriften findet sich insbesondere im jeweils gültigen EIWOG und den entsprechenden Ausführungsgesetzen. Für die Ermittlung der Kosten des Netzbetriebes für die Bestimmung der Systemnutzungstarife sind auch in der SNT-VO entsprechende Vorgaben enthalten.

Gemäß § 8 Abs 3 **EIWOG 1998** iVm Art 14 Abs 3 RL 96/92/EG mussten die vertikal integrierten EVU zur Vermeidung von Diskriminierungen, Quersubventionen und Wettbewerbsverzerrungen in ihrer Buchführung getrennte Konten hinsichtlich ihrer Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsaktivitäten sowie konsolidierte Konten für ihre sonstigen Aktivitäten außerhalb des Elektrizitätsbereiches führen.

Um das Regulierungsziel eines möglichst diskriminierungsfreien Netzzuganges zu erreichen, wurde gemäß § 8 Abs 1 und 2 sowie § 10 EIWOG 1998 iVm Art 11 Abs 2 und Art 13 RL 96/92/EG den EVU vorgeschrieben, ihre Jahresabschlüsse und größere Geschäfte öffentlich zugänglich zu machen und den Behörden (inkl. Regulator) das Recht auf Einsichtnahme und Auskunft eingeräumt.

Gemäß § 26 EIWOG 1998 iVm Art 10 Abs 1 RL 96/92/EG hatte der Landesgesetzgeber in den in den Ausführungsgesetzen festgeschriebenen Konzessionsbedingungen für den Betrieb eines Verteilernetzes das diskriminierungsfreie Recht auf Netzzugang zu verankern. Weiters mussten die EVU den Betrieb ihrer Übertragungsnetze verwaltungstechnisch unabhängig von den anderen Tätigkeiten des integrierten Unternehmens führen, womit eigene personelle Ressourcen auf Führungs- und Leitungsebene zu schaffen waren (§ 9 EIWOG 1998 iVm Art 7 Abs 6 RL 96/92/EG).

Im Bewusstsein der Intensität der Vorgaben, sah die Richtlinie vor, dass die Mitgliedstaaten für den Betrieb von kleinen Netzen Übergangs- oder Ausnahmeregelungen vorsehen konnten (Art 24 Abs 3 RL 96/92/EG).

⁸⁹ Hujber in Fremuth, Barrak (2002) 2.

Mit der Verabschiedung des **Energieliberalisierungsgesetz 2000** (EIWOG 2000) verschärfte der österreichische Gesetzgeber die nationalen Unbundlingvorschriften durch präzisere Formulierung der relevanten Bestimmungen, insbesondere der Rechte der Behörden auf Einsicht und Auskunft gemäß § 10 EIWOG 2000.

Mit der Verabschiedung der 2. Binnenmarktrichtlinie (Beschleunigungsrichtlinie, RL 2003), die die RL 1996 ablöste, zielte die EU insbesondere auch auf die Verhinderung von Diskriminierungen im Netzbetrieb ab. Deshalb wurden die Mitgliedstaaten verpflichtet, umfangreiche Entflechtungsregeln in ihre Gesetze aufzunehmen. Vertikal integrierte EVU mussten den Netzbetrieb aus der unternehmenseigenen Wertschöpfungskette herauslösen.

Die in der Richtlinie vorgesehene Möglichkeit der späteren Umsetzung der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung des Verteilernetzbetreibers bis zum 01.07.2007 wurde vom österreichischen Gesetzgeber nicht wahrgenommen. Wahrgenommen wurde jedoch die gemäß Art 15 dieser Richtlinie erstmals gebotene Option, Verteilernetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden, die Teil eines vertikal integrierten EVU sind, von den Entflechtungsbestimmungen (Abs 1 und 2) auszunehmen (De Minimis Regel).⁹⁰

Gemäß § 22 Abs 1 und § 26 Abs 3 **EIWOG Novelle 2004** iVm Art 10, 15 und 17 RL 2003 mussten die Netzbetreiber (Übertragungsnetzbetreiber, Verteilernetzbetreiber bzw. Kombinationsnetzbetreiber) zumindest hinsichtlich ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeitsbereichen sein.⁹¹ Damit wurden die Netzbetreiber verpflichtet, die bestehenden Unbundlingmaßnahmen auf eine buchhalterische, informatorische, funktionale und gesellschaftsrechtliche Entflechtung zu erweitern.

Die neuen Unbundlingvorschriften verboten es dem Mutterunternehmen nun auch, auf Vermögenswerte bezogene Entscheidungen der Netzgesellschaften bezüglich Betrieb, Instandhaltung und Investitionen Einfluss zu nehmen. Den Muttergesellschaften verblieb insoweit nur das Recht, ihre Eigentümerinteressen durch Rentabilitätsvorgaben gegenüber der Netztochter wahrzunehmen (z. B. durch Vorgabe von jährlichen Finanzplänen bzw. Verschuldungsobergrenzen).

Neben der vorstehend beschriebenen Verschärfung der Entflechtungsvorschriften wurde die Eigenständigkeit der Netzbetreiber weiter ausgebaut, in dem ihre Handlungsunabhängigkeit und ihre Unabhängigkeit vor Einflussnahme durch dem Mutterkonzern zurechenbares Personal vorgesehen sowie die Vorschriften für eine getrennte Rechnungslegung und die Unterbindung des Informationsflusses weiter ausgebaut wurden.

Im weiteren wurden die Entflechtungsvorschriften bezüglich der Prüfung der Jahresabschlüsse zusätzlich auf Quersubventionen (§ 8 Abs 5 EIWOG 2004), der gesonderten Ausweisung von Einnahmen aus dem Netzeigentum in den Konten (§ 8 Abs 3 EIWOG 2004) sowie der Erstellung eines Gleichbe-

⁹⁰ Bohne, Jansen (2005) 30ff

⁹¹ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 52

handlungsprogramms mit Benennung eines Gleichbehandlungsverantwortlichen (§ 26 Abs 3 Z 4 El-WOG 2004), erweitert.

Mit dem auf Grundlage der EU-Richtlinie 2006/32/EG am 27.06.2006 veröffentlichten **Energie-Versorgungssicherheitsgesetz 2006** verschärfte der österreichische Gesetzgeber nochmals die Informationspflichten der EVU, indem gemäß § 10 dieses Gesetzes die Behörde das Recht hat, wenn das EVU seiner Informationspflicht nicht nachkommt, ihrer Beurteilung eine Schätzung zu Grunde zu legen. Im weiteren wurden den Verteilernetzbetreiber gemäß § 29 auferlegt, sich jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern, insbesondere zu Gunsten der mit ihm verbundenen Unternehmen, zu enthalten (Ziffer 19) sowie den Netzbenutzern die Informationen zur Verfügung zu stellen, die sie für einen effizienten Netzzugang benötigen (Ziffer 20).

In der **Mitteilung der Kommission vom 10.01.2007** mit dem Titel „Eine Energiepolitik für Europa“ wurden die Ergebnisse der Sektoruntersuchung zum Wettbewerb auf dem Strommarkt präsentiert, das die Wichtigkeit der Weiterentwicklung des Binnenmarktes für Elektrizität und die Schaffung von gleichen Bedingungen für alle EVU unterstrich, sowie ein Maßnahmenpaket zur Vollendung des Strombinnenmarktes vorgestellt (Abs 7 RL 2009).⁹²

Auf der **Tagung des Europäischen Rates am 08. und 09.03.2007** forderte dieser die Europäische Kommission auf, Legislativvorschläge für weitere Maßnahmen, u. a. zur Realisierung einer wirksamen Trennung der Versorgung und Erzeugung vom Netzbetrieb zu unterbreiten.⁹³

Die Entflechtungsvorgaben bis zu diesem Zeitpunkt genügten nicht, um in allen Mitgliedstaaten einen nichtdiskriminierenden Netzzugang zu schaffen (Abs 4 RL 2009). Deshalb schlug das Europäische Parlament in seiner **Entschliebung zu den Aussichten für den Elektrizitätsbinnenmarkt vom 10.07.2007** die eigentumsrechtliche Entflechtung der Übertragungsnetze als das wirksamste Instrument vor, um Investitionen in das Netz, einen diskriminierungsfreien Netzzugang und Transparenz des Marktes zu fördern (Abs 11 RL 2009). Dieser Weg der eigentumsrechtlichen Entflechtung von Netzen stieß bei den Nationalstaaten jedoch auf vehementen Widerstand, weshalb die EU einlenkte und Alternativvorschläge in Aussicht stellte.

4.2.3 Aktuelle Situation

Die nationalgesetzliche Umsetzung der Unbundlingvorgaben der Binnenmarktrichtlinie 2003 für die Erlangung eines unabhängigen Verteilernetzbetreibers ist im derzeit gültigen ElWOG 2006 beschrieben.

⁹² Wejwoda (2008) 19

⁹³ Finger (2007) 27

Diese Unbundlingvorschriften sind bundesgesetzlich (z. B. die Bestimmungen der §§ 8, 10, 11 und 45c ElWOG 2006 über Rechnungslegung, Auskunfts- u. Einsichtsrechte, Geschäfts- u. Betriebsgeheimnisse sowie Mindestanforderungen an Rechnungen und Informations- und Werbematerial), im wesentlichen jedoch landesgesetzlich (z. B. die Umsetzung der Bestimmungen der §§ 18 und 26 ElWOG 2006 über Diskriminierungsfreiheit und die Ausübungsvoraussetzungen für Verteilernetzbetreiber) geregelt. Dabei haben die Gesetzgeber (Bund und Länder) das Mindestmaß der gesetzlichen Vorgaben umgesetzt.⁹⁴

Entflechtungsvorgaben für den Betrieb eines Verteilernetzes:

Die Grundsatzbestimmung des § 26 ElWOG 2006 iVm Art 15 Abs 1 und 2 RL 2003 sieht für Verteilernetzbetreiber, die Teil eines vertikal integrierten EVU sind, vor, dass diese zumindest in ihrer Rechtsform, Organisation und Entscheidungsgewalt unabhängig von den übrigen Tätigkeiten sind, die nicht mit der Verteilung zusammenhängen.

Diese Vorgaben sehen für die Erlangung eines effizienten und nicht diskriminierenden Netzzugangs unterschiedliche Rechtspersonen für die Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber vor.

Weiters sehen die aktuellen Vorgaben für Verteilernetzbetreiber vor, dass das Management keinem anderen Unternehmen des vertikal integrierten EVU angehören darf (§ 26 Abs 3 Z 1 ElWOG 2006), die Sicherstellung der absoluten Handlungsunabhängigkeit für das Management für die Erfüllung seiner Aufgaben (§ 26 Abs 3 Z 2 ElWOG 2006), die Gewährleistung der tatsächlichen Entscheidungsbefugnis bezüglich der Vermögenswerte für die Erfüllung seiner Aufgaben (§ 26 Abs 3 Z 3 ElWOG 2006), die Erstellung eines Gleichbehandlungsprogramms und Bestellung eines Gleichbehandlungsbeauftragten (§ 26 Abs 3 Z 4 ElWOG 2006), die Vertraulichkeit bezüglich wirtschaftlich sensibler Informationen (§ 11 ElWOG 2006) sowie die Sicherstellung der wirtschaftlichen Befugnisse eines Mutterunternehmens bezüglich der Rentabilität des Tochterunternehmens wie Genehmigung des jährlichen Finanzplans und Festlegung von Verschuldungsgrenzen (§ 26 Abs 4 ElWOG 2006).

Weiters sieht der Gesetzgeber vor, dass an Endkunden gerichtete Dokumente wie Informationsmaterial, Werbematerial und Rechnungen konsumentenfreundlich und transparent zu gestalten sind (§ 45c ElWOG 2006). D. h., wenn über die Netzentgelte und die Strompreise gemeinsam informiert wird, diese gemeinsam beworben oder abgerechnet werden bzw. der Abschluss eines gemeinsamen Vertrages angeboten wird, sind die Komponenten des Systemnutzungsentgeltes (Netzzutrittsentgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Netznutzungsentgelt, Entgelt für Messleistungen), Zuschläge, Steuern und Abgaben sowie der Strompreis in transparenter Weise getrennt auszuweisen.⁹⁵

⁹⁴ Wejwoda (2008) 9 und 12

⁹⁵ Habermehl (2002) 5

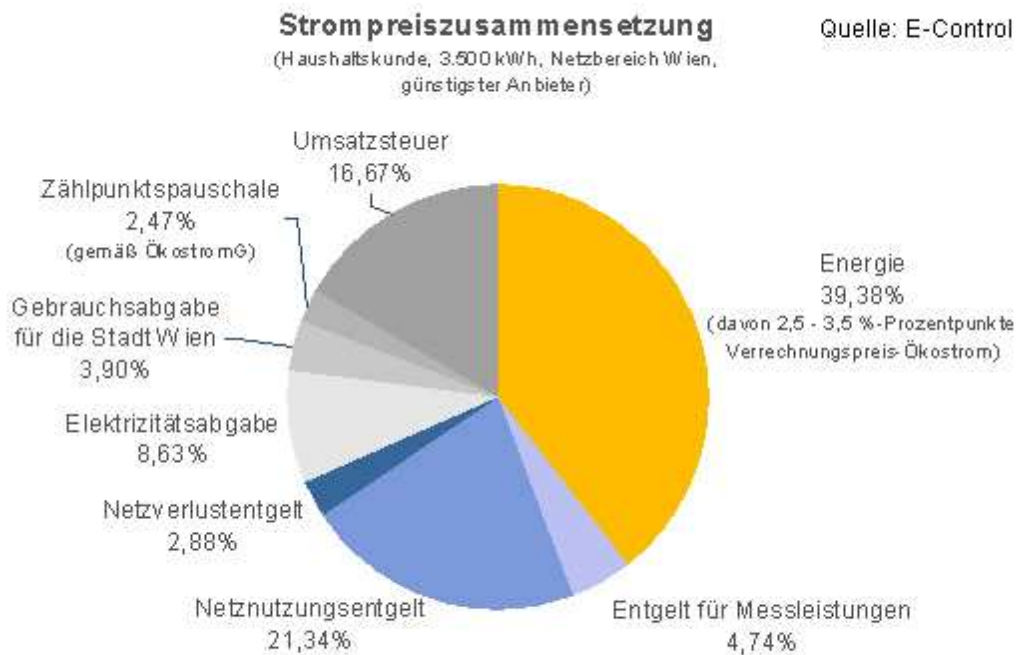


Abbildung 14: Zusammensetzung des Strompreises⁹⁶

Entflechtungsvorgaben für die Bestimmung der Systemnutzungstarife:

Die Vorgaben des auf dem ElWOG 2006 basierenden § 14 SNT-VO 2010 bezüglich der Ermittlung der Kosten für die Bestimmung der Systemnutzungstarife schreiben vor, dass vertikal integrierte EVU ihre Kosten auf die Tätigkeiten Erzeugung und Stromhandel, Übertragung, Verteilung und Sonstiges sachgerecht und nachvollziehbar aufzuteilen haben, und zwar in der Weise, als wenn es sich um vollständig entflochtene Unternehmen handeln würde. Dabei hat die Zuordnung der Kosten direkt, auf der Ebene des Einzelkontos bzw. Einzelbeleges zu erfolgen.

Durch die sukzessive Umsetzung der Entflechtungsvorgaben hat sich die Struktur der Verteilernetzbetreiber bezüglich Eigentumsverhältnisse und Mitarbeiterzuordnung (z. B. Zukauf von Dienstleistungen) und damit die Kostenstruktur gewandelt. Um die Angaben der Unternehmen bezüglich ihrer Kosten plausibilisieren zu können, können gemäß SNT-VO die Ergebnisse von früheren Kostenprüfungen herangezogen werden. Wenn eine nachvollziehbare und transparente Kostenzuordnung nicht möglich bzw. mit unverhältnismäßig hohem Aufwand verbunden ist, kann diese (insbesondere die Zuordnung der Personal- und Verwaltungskosten) durch eine gemäß den Grundsätzen der Nachvollziehbarkeit und Sachlichkeit erfolgte Schlüsselung durch die ECK erfolgen.

⁹⁶ ECG: <http://www.e-control.at/de/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung>, verfügbar am 18.07.2010

Entflechtungsvorgaben für Rechnungslegung:

Die Vorgaben für die Entflechtung und Transparenz der Rechnungslegung für Verteilernetzbetreiber sind in den §§ 8 und 10 ElWOG 2006 iVm Art 19 Abs 1 bis 4 RL 2003/54/EG beschrieben.

Demgemäß haben die vertikal integrierten EVU für Transparenz in der Rechnungslegung entsprechend den vorgenannten Bestimmungen sowie den geltenden nationalen Bestimmungen für die Erstellung von Jahresabschlüssen, diese zu erstellen und zu veröffentlichen bzw. öffentlich zugänglich zu machen sowie überprüfen zu lassen. Die Prüfung der Jahresabschlüsse hat dabei auch auf evtl. Diskriminierungen und Quersubventionierungen zu erfolgen.

Die geltenden Bestimmungen fordern für die interne Rechnungslegung getrennte Konten für Übertragungstätigkeiten, für Verteilungstätigkeiten sowie für Erzeugungs-, Handels- und Versorgungstätigkeiten. Einnahmen aus dem Eigentum am Übertragungsnetz oder Verteilernetz sind in diesen Konten gesondert auszuweisen.

Zur Sicherung der Vergleichbarkeit kann der zuständige Bundesminister durch Verordnung gemeinsame Kriterien für die Erstellung von Jahresabschlüssen und die Rechnungslegung erlassen.

Die vorstehend genannten Bestimmungen beinhalten weiters die Auskunfts- und Einsichtsrechte für Behörden, wie z. B. der Regulierungsbehörden, die vom Verteilernetzbetreiber ohne konkreten Anlassfall geduldet werden müssen. Kommt das Unternehmen dieser Verpflichtung nicht nach, so kann die Behörde ihrer Beurteilung eine Schätzung zu Grunde legen. Die Behörden haben die im Zuge der Auskunfts- und Einsichtsrechte erlangten wirtschaftlich sensiblen Informationen vertraulich zu behandeln.

4.3 Regulierung der Netztarife

Die Begründung für die Regulierung des Netzbetriebs ist die Existenz natürlicher Monopole im Netzbereich.⁹⁷ Nach der Systematisierung des Wirtschaftsrechts stellt diese Regulierung Wirtschaftslenkung dar. Eine Lenkung, die auf Wettbewerb in anderen Bereichen abzielt.⁹⁸

Vor der Liberalisierung wurde die österreichische Elektrizitätswirtschaft durch amtliche Preise reguliert und durch Marktzutrittsbeschränkungen geschützt. Mit der vollen Liberalisierung ab dem 01.10.2001 wurde der Elektrizitätsmarkt für alle Marktteilnehmer geöffnet.

Diese Öffnung stellte eine Neu-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft dar, die sich jedoch grundlegend von den vorangegangenen regulativen Strukturen unterschied. Es wurde nunmehr nicht die ganze Elektrizitätswirtschaft reguliert, sondern lediglich einzelne Wertschöpfungsstufen. Die Bereiche Erzeugung und Vertrieb, die wettbewerbswirtschaftlich am effizientesten betrieben werden können, wurden in die freie Wirtschaft entlassen und de-reguliert. Die Netzbereiche Übertragung und Vertei-

⁹⁷ Eisenmenger (2002) 243

⁹⁸ Mayer (2003) 157

lung stellen natürliche Monopole dar. Da der Wettbewerb in diesem Bereich nicht möglich ist, kann die geforderte Effizienz nur durch eine Re-Regulierung des Netzbetriebs herbeigeführt werden. Dabei soll die neue Regulierung den Zugang zu den Elektrizitätsnetzen (Netzzugang) zu gleichen Konditionen, fairen Netztarifen und bei hoher Versorgungsqualität sichern.

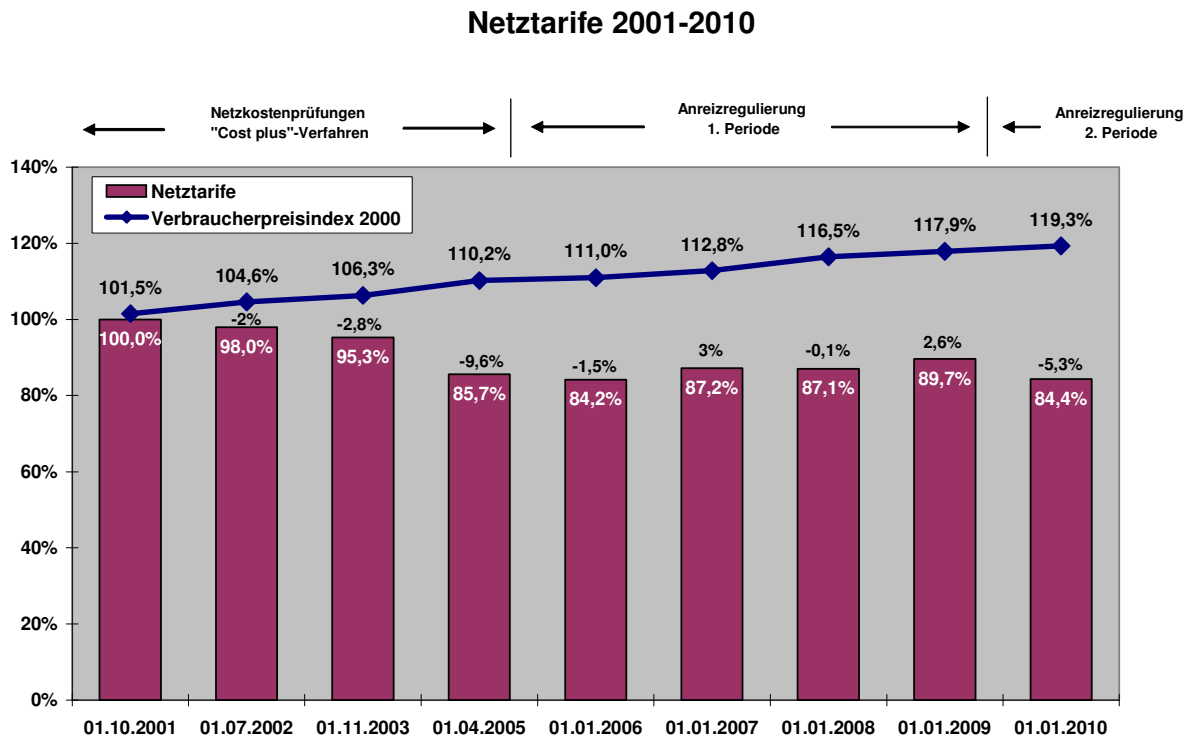


Abbildung 15: Entwicklung der Netznutzungstarife in Österreich⁹⁹

4.3.1 Regulierungsmethoden

Es ist eine große Herausforderung für die Regulierung des Netzbetriebs, die Interessen der Netznutzer nach günstigen Preisen (Netztarife) und hoher Versorgungsqualität (Versorgungssicherheit, Versorgungszuverlässigkeit und Power Quality) mit denen der Netzbetreiber auf eine hohe Rendite zu vereinbaren. Aus diesem Anspruch sowie aus Anforderungen in der Vergangenheit sind unterschiedliche Methoden einer Regulierung der Netztarife (Preisregulierung) entwickelt worden, die grob in kostenbasierte Regulierungsformen und anreizbasierte Regulierungsformen bzw. davon abgewandelte Formen sowie Mischformen eingeteilt werden können:

Kostenbasierte Regulierungsformen:

- **Kostenorientierte Regulierung**

Die Kostenorientierte Preisregulierung (Kosten-Plus-Regulierung, cost plus regulation) zeichnet sich dadurch aus, dass die genehmigten Tarife für die Netznutzung direkt an die Kostenstruktur des Unter-

⁹⁹ SNT-VO

nehmens gebunden sind. Steigen die Kosten, so steigen die genehmigten Netztarife. Damit bekommt jeder Netzbetreiber seine betriebsnotwendigen Kosten wieder ersetzt. Damit sind jedoch zwei grundsätzliche Probleme verbunden.¹⁰⁰

Einerseits ist es für eine prüfende externe Institution (Regulierungsbehörde) schwierig, die genaue Kostenstruktur eines Unternehmens zu beurteilen, so dass es zu Ineffizienten auf Grund zu niedriger oder zu hoher Tarife kommen kann. Andererseits bestehen für die regulierten Unternehmen keine Anreize, Kostensenkungspotentiale auszunutzen, da sich dies in niedrigeren Tarifen niederschlagen und damit keine finanzielle Vorteile mit sich bringen würde.¹⁰¹

- **Renditeregulierung**

Eine Sonderform der kostenorientierten Regulierung ist die Renditeregulierung (rate of return regulation). Bei dieser Regulierungsform werden dem Unternehmen die Betriebs- und Kapitalaufwendungen abgegolten und zusätzlich eine angemessene Verzinsung auf das investierte Kapital zugestanden.¹⁰²

Der Vorteil der Renditeregulierung liegt neben der relativ einfachen Einführung darin, dass die Regulierungsbehörde die Höhe des Kapitalstocks und der Gewinne besser schätzen kann als die komplette Kostensituation eines Unternehmens. Allerdings weist sie auch einige Nachteile auf. Da dem Unternehmen die Kostendeckung zuzüglich einer angemessenen Rendite auf das eingesetzte Kapital garantiert wird, fehlt der Anreiz zur Produktivitätsverbesserung und es kommt zur Überkapitalisierung.¹⁰³

Das Unternehmen hat einen Anreiz, überhöhte Investitionen zu tätigen und baut damit ein außerordentliches Maß an Versorgungsqualität auf. Außerdem fehlt der Anreiz zu Innovationen, da die erlaubte Rendite die dafür notwendigen Investitionskosten nicht abdeckt.¹⁰⁴

- **Kostenbasierte Regulierung**

Eine weitere Sonderform der kostenorientierten Regulierung ist die "kostenbasierte Regulierung", die in Schweden und Deutschland zur Anwendung kam. Bei dieser Regulierungsmethode werden nur die bei effizienter Betriebsführung entstehenden netzspezifischen Kosten berücksichtigt. Preisgenehmigungen, die sich nicht an den realen, sondern an den effizienten Kosten orientieren, sind durch den sich daraus ergebenden Anreiz zur Kostenreduktion ein erster Schritt zur anreizbasierten Regulierung. Allerdings gilt dies nur für die effizienten Kosten bei gegebener Technologie, nicht aber für die Umsetzung effizienter Innovationen.

¹⁰⁰ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 55

¹⁰¹ Haber, Rodgarkia-Dara (2005) 3

¹⁰² Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 55

¹⁰³ Sappington (2002) Kapitel 4.1

¹⁰⁴ Grönli, Haberkellner (2002) 3

Erfahrungen mit den kostenbasierten Regulierungsformen:

Bei den kostenbasierten Regulierungsformen prüft die Regulierungsbehörde meist jährlich die Kosten, legt fest, welche davon sie als notwendig anerkennt und genehmigt darauf einen Gewinnaufschlag. Dies ist für den Regulator sowie für das regulierte Unternehmen jedoch ein aufwendiger, personalintensiver und somit teurer Prozess.

Eine Kontrolle der Angemessenheit der ausgewiesenen Kosten erwies sich bei den kostenbasierten Regulierungsmethoden als schwierig, da die österreichischen Netzbetreiber in der Regel Teil von vertikal integrierten EVU waren und in der Vergangenheit oft keine getrennte Buchhaltung für die verschiedenen Geschäftsbereiche existierte.

Ein weiteres Problem bei der Feststellung der Kosten war, dass die regulierten Unternehmen besser über ihre Kostensituation bescheid wussten als der Regulator als externe Behörde. Dieses Problem ist in der Wirtschaftstheorie unter dem Aspekt der “asymmetrischen Information“ zwischen Regulierer und Regulierten bekannt und fand in der Praxis seine Bestätigung.¹⁰⁵

Auf Grund der Erstattung sämtlicher Kosten des Netzbetriebs durch die Netzentgelte ergaben sich für die Netzbetreiber keine Vorteile aus Kostenreduktionen, wie sie z. B. durch eine höhere Effizienz hätten erzielt werden können.¹⁰⁶ Im Gegenteil, der Netzbetreiber hatte Anreize, zu viel zu investieren und eine von der Minimalkostenkombination abweichende Kostenstruktur zu wählen (Averch-Johnson-Effekt).¹⁰⁷

Averch und Johnson machten im Jahre 1962 in ihrem Aufsatz “Behavior of the Firm under Regulatory Constraint“ auf die Anreizverzerrung beim regulierten natürlichen Monopol aufmerksam, der zu Folge das Unternehmen einen Anreiz hat, eine ineffizient hohe Menge an Kapital bzw. zu teures Kapital im Produktionsprozess einzusetzen (Überkapitalisierung).¹⁰⁸ Eine Marktregulierung könne demnach den Markt nicht ohne weiteres zum “first best“ zurückführen.

Durch die mit Beginn der Liberalisierung erfolgte Öffnung des Strommarktes und der damit verbundenen Wettbewerbssituation war die Überlebensfähigkeit der Netzbetreiber durch teilweise hohe Wertminderungen von Anlagevermögen (stranded costs) sowie lange Abschreibungszeiträume gefährdet.¹⁰⁹ Der Abschreibung dieser Vermögensteile (meist aus strategischen Gründen geschaffene Kraftwerksüberkapazitäten) wurde entsprechend dem Prinzip der Kostenanrechnung in Österreich durch von der EU-Kommission genehmigte staatliche Beihilfen in Form von Zuschlägen auf den Strompreis

¹⁰⁵ FGW, ÖVGW (2008) 6

¹⁰⁶ Kurth (2009) 14

¹⁰⁷ Sappington (2002) Kapitel 4.1 sowie Vogelsang (2002) 10

¹⁰⁸ Brunekreeft (2000) 1 ff

¹⁰⁹ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 30

entgegengewirkt.¹¹⁰ Die Überwälzung der “stranded costs“ auf die Endverbraucher erfolgte auf Grundlage von Verordnungen des zuständigen Bundesministers (Stranded Costs – Verordnungen I und II) bis zur Einführung der Anreizregulierung.

Anreizbasierte Regulierungsformen:

Wegen der vorstehend beschriebenen Nachteile der kostenorientierten Regulierungsmethoden wurden diese in der Regel durch anreizbasierte Methoden (Anreizregulierung) ersetzt. Das Ziel der anreizbasierten Preisregulierung ist, den jährlichen Prüfungsaufwand zu reduzieren, die Kostengestaltung in den Verantwortungsbereich der Unternehmen zu verlagern, einen Anreiz zur Kostensenkung zu schaffen und die Investitionsneigung zu steigern.¹¹¹

Die große Herausforderung bei der Anreizregulierung besteht darin, einerseits das gesellschaftlich bestmögliche Marktergebnis zu erzielen und andererseits den Unternehmen Anreize für eine effizientere Kostengestaltung sowie für Investitionen ins Netz zu geben. Von der Anreizregulierung sollen somit im Idealfall sowohl die Kunden als auch die Netzbetreiber profitieren. Eine ideale Anreizregulierung ist so gestaltet, dass die Unternehmen motiviert werden, die vorgegebenen Effizienzziele zu erreichen.

Dabei sollen die Netzbetreiber so reguliert werden, dass sie - in größtmöglicher Analogie zum vollkommenen Wettbewerb - Anreize zu möglichst großer Effizienz haben und die Gewinne aus diesen Effizienzsteigerungen zumindest teilweise an die Kunden weitergeben. Weiters soll eine anreizbasierte Regulierung das Spannungsfeld zwischen produktiver Effizienz und der gewünschten Versorgungsqualität lösen.

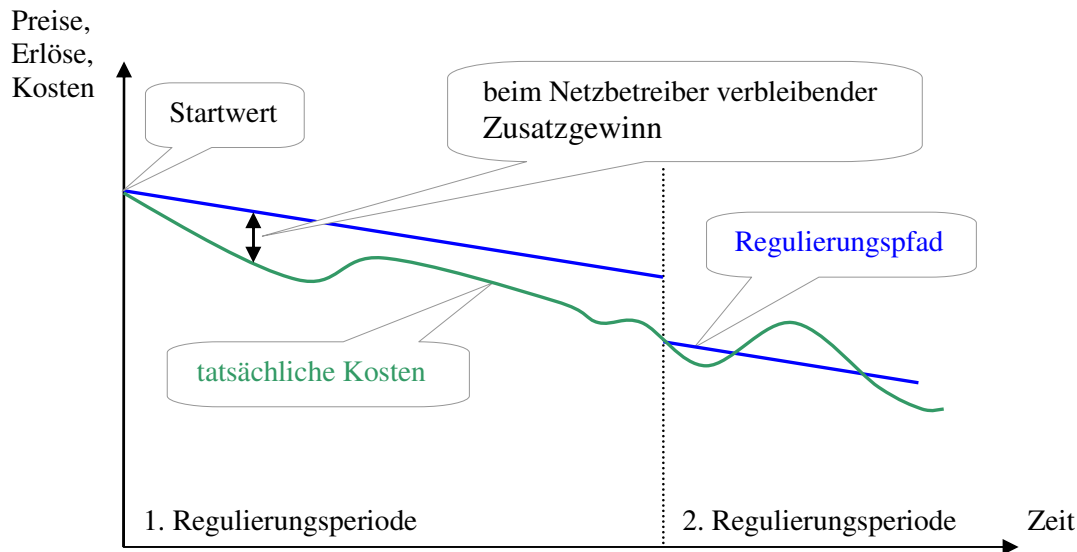
Das Prinzip der Anreizregulierung bietet dem Unternehmen den Vorteil, dass es innerhalb eines vorher festgelegten Zeitraumes, der Regulierungsperiode, seine Gewinne steigern kann, indem es seine Kostensenkungspotentiale ausnutzt. Dazu werden die tatsächlichen Kosten des Unternehmens für den Zeitraum der Regulierungsperiode von einem festgelegten Regulierungspfad (Preis- oder Erlöspfad) abgekoppelt. Dadurch besteht ein Anreiz zur Steigerung der Effizienz. Denn gelingt es dem Unternehmen, die Kosten unter den Regulierungspfad zu senken, dann können die durch die Kostensenkung resultierenden Gewinne zumindest für eine Regulierungsperiode einbehalten werden.

Um ein effizientes Verhalten des Unternehmens herbeizuführen, wird somit über einen bestimmten Zeitraum ein allokativ ineffizienter Zustand in Kauf genommen.¹¹² Vor Beginn jeder neuen Regulierungsperiode findet eine Kostenprüfung durch den Regulator statt, die die Basis für die Festlegung des Startwertes des Regulierungspfades für die nächste Regulierungsperiode ist.

¹¹⁰ Wejwoda (2008) 17-18

¹¹¹ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 56-57

¹¹² Haber, Rodgarkia-Dara (2005) 3

Abbildung 16: Prinzip der Anreizregulierung ¹¹³

Anreizregulierungsmodelle haben sich bei der Preisbildung der Entgelte für die Netznutzung international als sehr geeignet erwiesen, die Kosten zu reduzieren. Dagegen stehen Modelle der kostenbasierten Regulierung für ein hohes Qualitätsniveau, jedoch verbunden mit hohen Kosten.

Der Gesetzgeber kann für die Ermittlung der Netztarife die Methodenregulierung oder die Einzelentgeltregulierung vorsehen.¹¹⁴ Bei der Methodenregulierung dürfen die anhand der Vorgaben kalkulierten Netztarife ohne Genehmigung praktiziert werden, unterliegen jedoch einer zeitlich nachgelagerten behördlichen Kontrolle (ex-post-Regulierung). Bei der Einzelentgeltregulierung bedürfen die kalkulierten Entgelte vor ihrer Praktizierung der regulierungsbehördlichen Genehmigung (ex-ante-Regulierung).

Mit dem Begriff "Anreizregulierung" ist keine bestimmte Methode verbunden. Die in der Praxis angewandten Methoden der Anreizregulierung sind meist Preis- oder Erlösberggrenzenregulierungen (cap-Regulierungen) bzw. Mischformen davon (hybrid-cap).¹¹⁵

• Preisobergrenzenregulierung

Bei der Methode der Preisobergrenzenregulierung (price cap regulation) wird dem Unternehmen während der Regulierungsperiode eine vorab (ex ante) bestimmte Preisobergrenze bzw. ein gewichteter Durchschnittswert aller Produktpreise vorgegeben.¹¹⁶

Die Preisobergrenze (Preispfad) wird im Wesentlichen auf Basis eines von der Regulierungsbehörde vorgegebenen Effizienzfaktors (X), der aus einem gesamtwirtschaftlichen (X_g) sowie einem unter-

¹¹³ Pielke, Kurrat (2008) 2

¹¹⁴ Steger, Büdenbender, Feess, ... (2008) 52

¹¹⁵ Bundesnetzagentur (2005) 18

¹¹⁶ Brunekreeft (2000) 5ff

nehmensindividuellen Effizienzfaktor (X_i) besteht, sowie eines, die Inflation berücksichtigenden Faktors (Netzbetreiberindex, NPI) ermittelt. Die Subtraktion des Effizienzfaktors (Produktivitätsvorgabe) vom Netzbetreiberindex führt zu einer fortlaufenden Reduzierung der Preisvorgabe.

Vereinfachte Formel:¹¹⁷ Neuer Preis = Aktueller Preis * (NPI – X)

Die Preisobergrenzenregulierung (POR) stellt erhebliche Anforderungen an die Datenqualität zur Ermittlung des Effizienzfaktors. Außerdem verlangt diese Methode entsprechendes Gefühl von der Regulierungsbehörde bei der Festsetzung der Preisobergrenze. Wird diese zu hoch angesetzt, agieren die Unternehmen wie unregulierte Monopole. Wenn diese zu tief angesetzt wird, ist der Bestand des Unternehmens gefährdet.

• Erlösobergrenzenregulierung

Das Prinzip der Erlösobergrenzenregulierung (revenue cap regulation) ist dem der Preisobergrenzenregulierung ähnlich und basiert auf der Vorgabe einer Erlösobergrenze. Die Netztarife werden dabei nicht von der Regulierungsbehörde, sondern von den Netzbetreibern festgelegt. Da in der einfachsten Form der Erlösobergrenzenregulierung keine automatische Mengenanpassung vorgesehen ist, wird meist ein zusätzlicher Anpassungsmechanismus eingeführt, der die Mengenentwicklung (Stromabgabe) bzw. die Anzahl der Kunden berücksichtigt und Unternehmen mit stärkerem Kundenwachstum und damit höheren Investitionskosten nicht benachteiligt.¹¹⁸

Bei der Erlösobergrenzenregulierung folgen die zulässigen Erlöse während der Regulierungsperiode einem durch den Effizienzfaktor (X) und den die Inflation berücksichtigenden Netzbetreiberindex (NPI) sowie einen, die Kosten auf Grund der Kundenfluktuation berücksichtigenden Faktor (Kostenfaktor für einen zusätzlichen Anschluss “k“ in Verbindung mit der Veränderung der Kundenzahl “ ΔK “) festgelegten Pfad (Erlöspfad).

Im Gegensatz zur Preisobergrenzenregulierung handelt es sich bei der Erlösobergrenzenregulierung um eine ex-post-Regulierung, da die Regulierungsbehörde erst nach Ablauf der Regulierungsperiode die Erlössituation des Unternehmens prüft bzw. in diese eingreifen darf. Es gibt jedoch bereits Varianten für die Umgestaltung in eine ex-ante-Regulierung, indem evtl. Abweichungen vom Erlöspfad berücksichtigt und über die Einführung eines virtuellen Kontos (in Deutschland als Regulierungskonto bezeichnet) mit den Kunden abgerechnet werden.

Es kann zwischen einer fixen Erlösobergrenze (Begrenzung der Gesamterlöse), Durchschnittserlösobergrenze (Begrenzung pro kWh) und hybriden Erlösobergrenze unterschieden werden.¹¹⁹ Mit der hybriden Erlösobergrenze können im Gegensatz zu den anderen zwei Methoden, neben der Produktivität und Inflation, weitere zeitlich veränderliche Kosteneinflussgrößen (Kostentreiber), wie z. B. An-

¹¹⁷ FGW, ÖVGW (2005) 8

¹¹⁸ Grönl, Haberfellner (2002) 3

¹¹⁹ Euroforum (1/2008) 15

zahl der Kunden, Strommenge, Spitzenlast, Leitungslängen, Netzverluste, etc. über Formelgewichtungsfaktoren in der Regulierung berücksichtigt werden. Damit sind die zulässigen Erlöse nicht im Voraus bekannt, sondern werden mit Hilfe der Formel erst ermittelt.

Der Hauptvorteil der Erlösobergrenzenregulierung liegt darin, dass die vorgeschriebenen Erlöse den Gesamtkostenverlauf exakter abbilden und dadurch das Risiko des regulierten Unternehmens reduziert wird. Sie ist einfacher einzuführen als die Preisobergrenzenregulierung, da keine Einzeltarife und keine Mengenschwankungen berücksichtigt werden müssen und wird deshalb gerne zur Regulierung von Netzbetreibern herangezogen (z. B. in Deutschland).

- **Yardstick-Regulierung**

Allen anreizbasierten Regulierungsmethoden ist die Problematik der Festlegung “angemessener“ Produktivitätsvorgaben gemein. Die Yardstick-Regulierung (Vergleichswettbewerb, Vergleichsmarktkonzept, yardstick competition), setzt auf bereits bekannte Regulierungsansätze auf und basiert auf dem Konzept der Entkopplung der Regulierungsvorgabe (Regulierungspfad) von den eigenen Anstrengungen (Kosten) des Unternehmens.¹²⁰

Die Regulierung auf Grund von Vergleichsmaßstäben (yardstick = Maßstab) orientiert sich am durchschnittlichen Produktivitätsfortschritt von ausgewählten Unternehmen bzw. der ganzen Branche, womit die Kostensenkungen des eigenen Unternehmens kaum oder keinen Einfluss auf die künftig erlaubte Preis- bzw. Erlösobergrenze und die Gewinne des Unternehmens haben. Der Regulierer gleicht nach Ablauf der Regulierungsperiode den Regulierungspfad nicht an das neue Kostenniveau des Unternehmens an, sondern ermittelt den Startwert für die neue Periode auf Basis der Werte aller untersuchten Unternehmen.

Durch den direkten Vergleich mit anderen Unternehmen kommt diese Regulierungsmethode einem funktionierenden Wettbewerb sehr nahe, weshalb die Anreize zur Kostenreduktion hier sehr hoch sind.¹²¹ Weiters reduziert die Yardstick-Regulierung die Informationsasymmetrie zwischen dem Regulierer und dem regulierten Unternehmen. Ein weiterer Vorteil dieser Methode ist die Eindeutigkeit der Produktivitätsvorgaben, da sich diese durch das Verhalten der Unternehmen selbst ergeben und nicht durch den Regulierer geschätzt werden müssen.¹²²

Erfahrungen mit der anreizbasierten Regulierung:

Eine der Kernfragen der anreizbasierten Regulierung ist, wie effiziente Investitionsentscheidungen ex ante gewährleistet werden können. Dies hängt einerseits von der Internalisierung von Stromausfallkosten und andererseits der Gestaltung der Kostenüberwälzung ab. Die Netzbetreiber sollten über ihre In-

¹²⁰ Shleifer (1985) 320ff

¹²¹ Rodkarkia-Dara (2007) 14

¹²² Filippini, Wild, Luchsinger (2001) 14

vestitionen vollständig selbständig entscheiden können, müssten aber für die Kosten etwaiger Stromausfälle (unter Ausschluss höherer Gewalt) jedoch verschuldensunabhängig aufkommen. Dies würde bei entsprechender Versicherbarkeit effiziente Anreize zum Netzausbau setzen. Zudem bestünden Anreize für den Einsatz marktorientierter Instrumente wie Stromversorgungsverträge mit Unterbrechungsklauseln.¹²³ Diese sollten Informationen über den Wert einer unterbrechungsfreien Stromversorgung für den Konsumenten beinhalten.

Obwohl die Preisobergrenzenregulierung eine anreizbasierte Regulierungsmethode ist, weist die Vorgabe einer Preisobergrenze ähnliche Probleme auf wie die kostenorientierte Entgeltregulierung. Denn im Kern geht es dabei um die Bestimmung der Obergrenze aus der erwarteten durchschnittlichen Produktivitätsentwicklung. Je stärker sich diese Erwartungen aus der jeweiligen Kostensituation eines betroffenen Unternehmens ergeben, desto enger liegen kostenorientierte Regulierung und Preisobergrenzenregulierung beieinander. Dadurch ergeben sich analoge negative Auswirkungen auf Innovationsanreize. Sind die Produktivitätsberechnungen dagegen unabhängig von einzelnen Unternehmen oder gar von der betroffenen Branche, steigt die Gefahr von Fehleinschätzungen, was entweder Insolvenzrisiken mit entsprechend hohen volkswirtschaftlichen Kosten birgt oder Nachbesserungen verlangt.¹²⁴ Um Insolvenzrisiken zu vermeiden, müssen Preisobergrenzen daher großzügig festgelegt werden.

Um ein Unternehmen zu motivieren, produktiv effizient zu sein, wird ihm eine Belohnung für diese Anstrengung belassen, in dem ein allokativ ineffizienter Zustand für diesen Zeitraum geduldet wird. Eine überbordende allokative Ineffizienz steht jedoch in Widerspruch zum Schutz der Konsumenten, was wiederum die öffentliche Akzeptanz des Systems gefährdet.

Ein weiterer Zielkonflikt zur produktiven Effizienz zeigt sich darin, dass bei aller Motivation zu produktiver Effizienz die finanzielle Überlebensfähigkeit des Netzbetreibers sichergestellt werden muss. Auch wenn dadurch der wirksamste Sanktionsmechanismus einer Wettbewerbswirtschaft, das Ausscheiden eines Unternehmens aus dem Produktionsprozess, beschränkt wird.

Bei der Einführung einer anreizbasierten Regulierungsmethode wird die Dauer der Regulierungsperiode im Vorhinein festgelegt. Dabei ist zu beachten, dass die Länge der Periode nicht unwesentlich zur Anreizwirkung beiträgt. Denn je länger die Regulierungsperiode dauert, desto größer ist der Anreiz, da das Unternehmen länger von den Kosteneinsparungen profitieren kann, bis diese durch Tarifsenkungen an die Kunden weitergeben werden müssen.

Die Festlegung der Periodenlänge hängt somit stark vom jeweiligen Entwicklungsstadium der Regulierung ab. Bei der Neueinführung einer anreizbasierten Regulierung sind die Kosten noch nicht exakt bestimmbar und werden in der Regel eher zu hoch angesetzt, dafür ist üblicherweise das Effizienzsteigerungspotential noch recht groß. Deshalb ist es bei der Neueinführung einer anreizbasierten Regulie-

¹²³ Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 119

¹²⁴ Kühn (2006) 157ff

rung gängig, die Regulierungsperioden kürzer zu gestalten und erst nach einigen Jahren längeren Perioden den Vorzug zu geben. Denn bis dann kann davon ausgegangen werden, dass sich die Unternehmen bereits nahe dem effizienten Kostenniveau befinden und keine Gefahr besteht, dass sich der Erlöspfad zu weit von der Kostenentwicklung weg bewegt.¹²⁵

Bei der Preis- bzw. Erlösobergrenzenregulierung ist der Anreiz zur produktiven Effizienz davon abhängig, wie Kostenreduktionen der Unternehmen bei der Festlegung der Regulierungsparameter in der nächsten Regulierungsperiode verwendet werden. Fließen die Kosteneinsparungen direkt in die Abschläge des Unternehmens in der nächsten Regulierungsperiode ein, wird dadurch der Anreiz zur produktiven Effizienz geschwächt. Gleichzeitig hat das Unternehmen in diesem Fall einen Anreiz, sich am Ende der Regulierungsperiode ärmer zu machen als es tatsächlich ist, um geringere Vorgaben für die Zukunft zu erhalten (ratchet effect).¹²⁶

Diese strategische Anpassung führt zu einer unerwünschten zeitlichen Verzerrung bei der Kostenanpassung der Unternehmen. Um diese zu verhindern besteht die Möglichkeit, den Startwert des Preis- oder Erlöspfades nicht über eine Kostenprüfung vor der neuen Regulierungsperiode festzulegen, sondern als Kostenbasis einen mehrjährigen Kostendurchschnitt der vorangegangenen Regulierungsperiode zu wählen. Eine weitere Möglichkeit die strategische Anpassung zu verhindern ist, dass den Unternehmen erlaubt wird, die aus der Kostenreduktion erzielten zusätzlichen Gewinne eine fixe Zeitdauer zu behalten, unberücksichtigt wann diese erreicht wurden.¹²⁷ Damit würde es keine sprunghafte Veränderung des Regulierungspfades nach Kostenprüfungen geben, sondern Entwicklungen, die sich zeitverzögert parallel zur Kostenentwicklung bewegen.

Ein weiteres Problem besteht darin, dass die Unternehmen die Kosten senken und damit die Gewinne erhöhen, indem sie die Netzqualität reduzieren.¹²⁸ Dem könnte durch die Einführung von Qualitätsstandards und finanziellen Anpassungsmechanismen gegengesteuert werden.

Zwischen Versorgungsqualität und Innovationsanreiz besteht ein Spannungsfeld. So verlangt die Versorgungsqualität eine enge Orientierung an den realen Kosten, während Innovationsanreize eine weit gehende Unabhängigkeit von realen Kosten voraussetzen. Das ist besonders dann problematisch, wenn die aktuellen Kosten in hohem Maße von langfristig wirksamen Innovationsentscheidungen abhängen, deren Effizienz wiederum von Entscheidungen anderer Wirtschaftssubjekte beeinflusst wird. Genau dies ist in der Elektrizitätswirtschaft der Fall, wenn es um den Anschluss neuer Kraftwerke oder Stromtransportwege geht.

Es besteht auch ein Spannungsfeld zwischen Versorgungsqualität und Investitionsanreiz. Dabei stellt sich die Frage, ob sich später als nutzlos erweisende Investitionen bei der Bestimmung des Regulie-

¹²⁵ Grönli, Haberfellner (2002) 5 und 7

¹²⁶ Rodgarkia-Dara (2007) 8

¹²⁷ Grönli, Haberfellner (2002) 6

¹²⁸ Pielke, Kurrat (2008) ??

rungspfades berücksichtigt werden sollen. Die Nichtberücksichtigung führt zu Unter-, die Berücksichtigung zu Überinvestitionen, sofern nicht mit anderen Instrumenten gegengesteuert wird.

Weiters bieten die anreizbasierten Regulierungsmethoden einem leistungsstarken Unternehmen die Möglichkeit, einen verhältnismäßig hohen Gewinn (wesentlich höherer Gewinn als dem tatsächliche Kosten gegenüber stehen) zu verdienen. Demgegenüber können leistungsschwache Unternehmen jedoch in die Situation kommen, negative Gewinne zu schreiben. Dies stößt in der Öffentlichkeit zwar auf wenig Gegenliebe, wird jedoch auf Grund der damit erreichten Anreizwirkung zugelassen.

Im Kern geht es bei jeder Methode zur Regulierung natürlicher Monopole um denselben Zielkonflikt: Je stärker die genehmigten Preise bzw. Erlöse die realen Kosten widerspiegeln, desto mehr investiert das Unternehmen in die Infrastruktur, womit die Versorgungsqualität steigt. Und je stärker der Regulierungspfad von den realen Kosten entkoppelt wird, desto höher sind zwar die Innovationsanreize, jedoch müssen bei unvollständiger Information die Kapitalverzinsungen zur Vermeidung von Insolvenzrisiken höher angesetzt werden.¹²⁹

Benchmarking:

Bei der anreizbasierten Regulierung kommt der Effizienzmessung des Netzbetreibers für die Bestimmung des individuellen Produktivitätsabschlages eine zentrale Rolle zu, die in der Regel durch Unternehmensvergleiche (Benchmarking) erfolgt.¹³⁰

Mit Hilfe des Benchmarking werden aus den Kennzahlen des Unternehmens Effizienzkennziffern abgeleitet. Effizienz wird dabei als das Verhältnis von Output zu Input definiert. Aus regulatorischer Sicht wird ein Netzbetreiber durch nur wenige Kennzahlen beschrieben. Hierzu zählen Netzkosten als Inputgrößen und die damit erbrachten Leistungen, wie z. B. Stromabgabe oder Netzhöchstlast, als Outputgrößen.

In der Regulierungspraxis gibt es eine Vielzahl von Benchmark-Verfahren.¹³¹ Im wesentlichen können diese nach der Art des Verfahrens zur Errechnung des Effizienzmaßstabes zwischen ökonometrischen Ansätzen (parametrische Verfahren) und Ansätzen linearer Optimierung (nicht-parametrische Verfahren) unterschieden werden, die wiederum danach differenziert werden können, ob sie zufällige Schwankungen in den Daten berücksichtigen (stochastische Verfahren) oder nicht (deterministische Verfahren). Weiters kann zwischen durchschnittsbasierten und grenzbasierten Verfahren unterschieden werden.¹³²

Der Regulator in Österreich verwendet zwei Methoden für die Bestimmung der Effizienz von Netzbetreibern, eine Form der linearen Optimierung (Data Envelopment Analysis, DEA) und eine modifi-

¹²⁹ Steger, Büdenbender, Feess, Nelles (2008) 85

¹³⁰ Ajodhia, Petrov, Scarsi (2003)

¹³¹ Mahn (2005) 2

¹³² ECK (2006) 34

zierte Form der Methode der kleinsten Quadrate (Modified Ordinary Least Squares, MOLS), die im Folgenden vorgestellt werden:

- Effizienzmessung durch DEA-Analyse

Bei der DEA-Analyse handelt es sich um ein nicht-parametrisches und grenzbasiertes Verfahren.¹³³ In diesem Beispiel werden 5 Unternehmen (U1 bis U5) hinsichtlich zweier Kostentreiber analysiert (in der Praxis werden mehrere Kostentreiber verwendet).

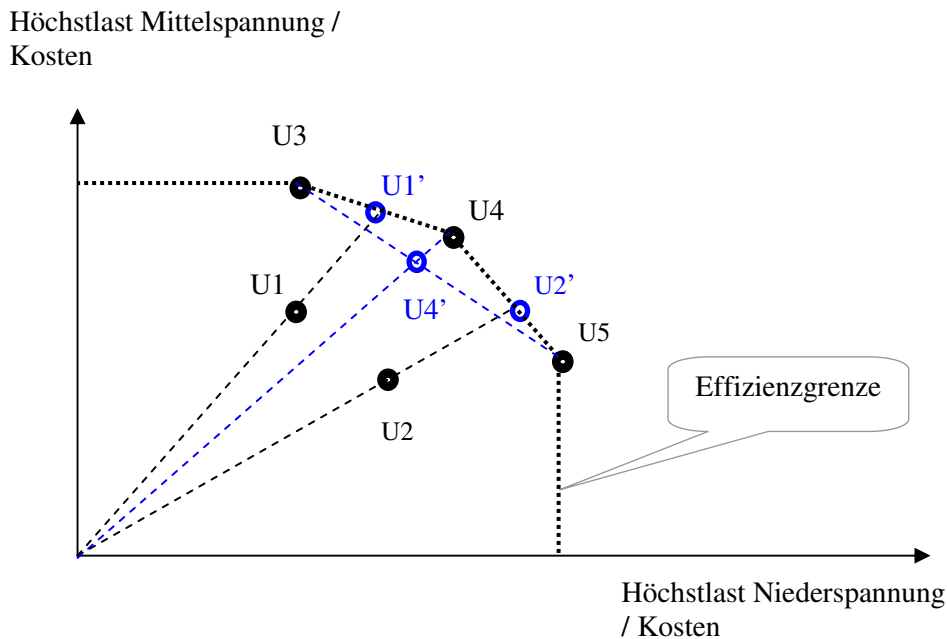


Abbildung 17: DEA-Analyse¹³⁴

Die DEA-Analyse ist eine Verallgemeinerung der partiellen Kennzahlenanalyse. Dabei werden die Faktoreinsätze der Unternehmen (Inputs) den Unternehmensleistungen (Outputs) gegenübergestellt. Die DEA-Analyse bestimmt effiziente Referenzunternehmen durch Minimierung der Inputs bei gegebenen Outputs (input-basierte DEA). Aus diesen Best-Practice Unternehmen (U3, U4 und U5) wird mittels Linearkombination eine Effizienzgrenze ermittelt. Schlussendlich wird jedes Unternehmen mit einem virtuellen Unternehmen auf der Effizienzlinie (U1', U2') verglichen.

Die DEA-Analyse ist zwar ein relativ einfaches Verfahren, liefert jedoch wenig robuste Ergebnisse. So können z. B. kleine Änderungen in den verwendeten Kennzahlen zu arg unterschiedlichen Ergebnissen führen.

¹³³ Mahn (2005) 3

¹³⁴ Mahn (2005) 3 sowie FGW, ÖVGW (1/2008) 8

- Effizienzmessung durch MOLS-Analyse

MOLS ist ein Verfahren, das auf einer Regressionsanalyse beruht. Deshalb muss vorab eine funktionelle Form zwischen Inputs und Outputs (Kostenfunktion) bestimmt werden. Dafür werden die Kosten ausgewählter Unternehmen über einem Kostentreiber (Stromabgabe) aufgetragen (in der Praxis werden mehrere Kostentreiber gleichzeitig betrachtet). Durch die sich ergebende Punktwolke von Unternehmen wird mittels der Methode der kleinsten Quadrate (ordinary least squares, OLS) eine Gerade gelegt, die als Maßstab für die Effizienzeinschätzung das Durchschnittsunternehmen heranzieht. Die Gerade (Regressionsgerade) stellt dabei die Effizienzgrenze dar. Alle Unternehmen oberhalb der Regressionsgerade sind entsprechend ihrem Abstand von der Geraden ineffizient. Durch die Festlegung (Schätzung) der Effizienzgrenze wird eine Gewichtung der Kostentreiber vorgenommen (parametrisches Verfahren).

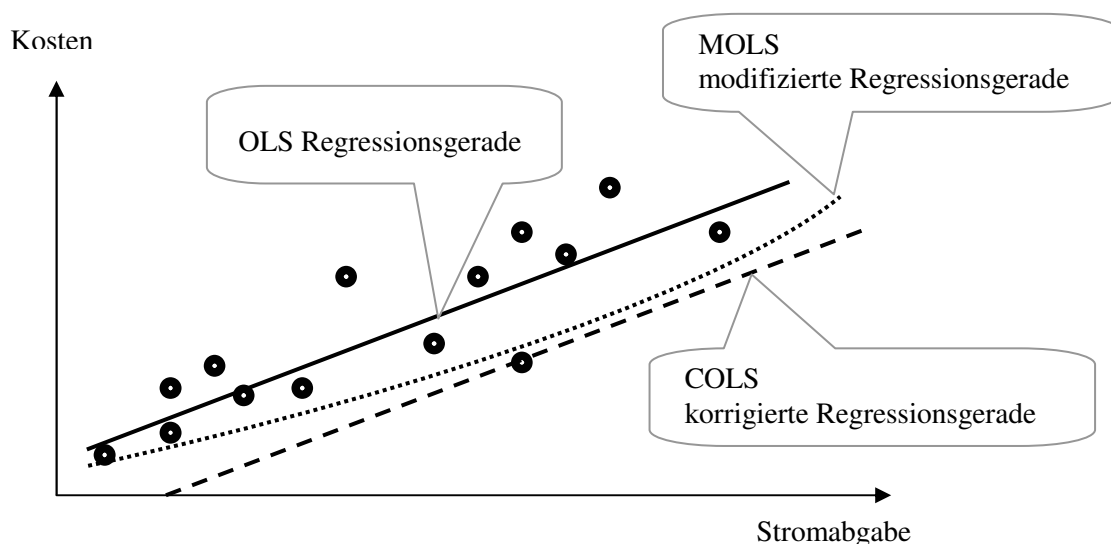


Abbildung 18: MOLS-Analyse¹³⁵

Als Maßstab für die Effizienzeinschätzung nach MOLS wird jedoch nicht das Durchschnittsunternehmen, sondern das best-practise-Unternehmen herangezogen (grenzbasiertes Verfahren). Deshalb wird gemäß der COLS-Methode (Corrected Ordinary Least Squares, COLS) die über den Regressionsansatz der kleinsten Quadrate (OLS) geschätzte Kostenkurve für das Durchschnittsunternehmen durch Parallelverschiebung nach unten korrigiert. Diese Methode hat den Nachteil, dass die Effizienz der Unternehmen allein vom best-practise-Unternehmen abhängen würde, dessen Kosten jedoch unter- bzw. überschätzt werden könnten (evtl. Ausreißer). Deshalb wird oft die MOLS-Methode angewandt, bei der die nach COLS ermittelte Effizienzgrenze zugunsten der weniger effizienten Unternehmen nach oben korrigiert wird.¹³⁶

¹³⁵ FGW, ÖVGW (1/2008) 8

¹³⁶ FGW, ÖVGW (1/2008) 8

Vorteile der MOLS-Analyse sind, dass die Outputs auf statistische Signifikanzen getestet werden können und die Effizienzwerte weniger anfällig gegenüber Datenausreißern sind. Ein wesentlicher Nachteil ist, dass die MOLS-Analyse eine größere Stichprobe voraussetzt.¹³⁷

Problemfelder und Zielkonflikte bei den verschiedenen Benchmarkingmodellen:

Jede Effizienzbewertung ist mit Fehlern behaftet.¹³⁸ Zum einen sind dies Modellfehler (nicht berücksichtigte Kostentreiber, Vereinfachungen im Rechenverfahren). Zum anderen gibt es stochastische Einflüsse (zeitliche Schwankungen der Effizienz, z. B. in Folge von Einmal-Effekten). Ferner besteht das Problem der Dateninkonsistenz (unterschiedliche Erhebungspraxis als Folge ungenauer Vorgaben, Bearbeitungsfehler, etc.).

Das Ergebnis der Effizienzbewertung ist deshalb abhängig vom gewählten Verfahren und seinen Parametern, von der Gesamtheit der untersuchten Unternehmen und einer etwaigen Vorsortierung sowie von der Datenqualität und -konsistenz. Die ermittelte Effizienz ist damit sowohl durch die Regulierungsbehörde als auch die Netzbetreiber in gewissen Grenzen gestaltbar.

4.3.2 Entwicklung

In der Zeit **vor der Liberalisierung** war die österreichische Elektrizitätswirtschaft staatlich geregelt. Grundlage dafür war das Preisgesetz sowie das 2. VerstG. Nachdem die österreichischen EVU Regionalmonopole darstellten, entstand der Bedarf an einer Preisregelung. Ziel der Preisregulierung war es, Monopolgewinne zu verhindern und die Wohlfahrt zu sichern. Dabei sollte die Kostendeckung der EVU, die wirtschaftliche Nutzung ihrer Kapazitäten und ein gesamtwirtschaftlich optimaler Energieeinsatz gewährleistet werden. Die Preise, welche die EVU ihren Kunden verrechnen durften, wurden von der Preisbehörde (zuständige Bundesminister bzw. von ihm betraute Landeshauptmänner) durch Bescheid bestimmt. Im Preisfestsetzungsverfahren wirkte als Beirat eine sozialpartnerschaftlich besetzte Preiskommission mit. Der Strompreis (Gesamtstrompreis) wurde nach seiner volkswirtschaftlichen Rechtfertigung als Höchstpreis festgelegt und stellte grundsätzlich ein politischer Kompromiss der am amtlichen Preisfestsetzungsverfahren Beteiligten dar.¹³⁹

Mit der Preisregelung ging auch die Gestaltung der Tarifstruktur einher. Dabei setzten sich die verschiedenen Tarife, die sich in Winter- und Sommertarif sowie Hoch- (Tag-) und Niedrigtarif (Nachtтарif) gliederten, aus einem Leistungspreis (Grundpreis) für die Leistungsbereitstellung und einem verbrauchsabhängigen Arbeitspreis zusammen. Zusätzlich wurden den Kunden noch ein Messpreis für die Messleistungen und ein Anschlusspreis für die Errichtung und die Bereitstellung des Netzan schlusses verrechnet.¹⁴⁰

¹³⁷ ECK (2006) 38

¹³⁸ Hoffjan (2010) 19-21

¹³⁹ Wenty in Eder, Horscher, Hartig (1996) 93

¹⁴⁰ Draxler (1997) 46-49

Das Ausmaß der von den Kunden zu tragenden Kosten wurde in den 90er Jahren zwar mittels unternehmensspezifischer Preisabschläge bei der behördlichen Tarifbestimmung eingeschränkt, sie befanden sich jedoch bereits auf einem hohen Niveau. Die Art der Bestimmung der Netztarife fand ihre Berechtigung darin, dass den EVU damals eine Reihe von gemeinwirtschaftlichen Aufgaben übertragen wurde (Anschluss- und Versorgungspflicht, umweltpolitische, technologiefördernde und soziale Aufgaben).¹⁴¹

Mit dem Beitritt Österreichs zur EU wurden die von ihr im Rahmen der bereits gestarteten **Liberalisierung** der europäischen Elektrizitätswirtschaft erlassenen Bestimmungen auch für Österreich bindend. War in der ersten Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (RL 1996) noch die Wahlmöglichkeit zwischen verhandeltem und reguliertem Netzzugang festgeschrieben, so hatte Österreich mit der Verabschiedung des Energieliberalisierungsgesetzes 2000 bereits freiwillig den regulierten Netzzugang eingeführt. Damit waren neue Herausforderungen im Bereich Netzregulierung und damit der Netztarifgestaltung verbunden.

In der Anfangsphase der Liberalisierung erfolgte die Bestimmung der Netztarife in Österreich durch eine Renditeregulierung. Bei dieser kostenbasierten Regulierung wurden die Systemnutzungstarife durch Tarifierpassungen auf Grundlage von Vollkostenprüfungen festgelegt.

Die Zeit ab Juni 2001 bis Ende 2002 war von der konzeptionellen Entwicklung der Netztarifiermittlung sowie vom Aufbau der Regulierungsbehörden und von der Umsetzung der Marktregeln geprägt.¹⁴² In dieser Zeit wurden die Netztarife, nun losgelöst vom seinerzeitigen Gesamtstrompreis, durch jährliche vom zuständigen Bundesminister erlassene Systemnutzungstarife-Verordnungen (SNT-VO) bestimmt.

In der Zeit von Anfang 2003 bis Ende 2005 erfolgte die inhaltliche Entwicklung der Netzentgeltregulierung. Mit in Kraft treten der SNT-VO 2003 wurde für die Bestimmung der Systemnutzungstarife ein neues Regelwerk erlassen, in dem die einzelnen Tarifkomponenten und deren inhaltliche Ausgestaltung erstmals seit dem Beginn der Netzregulierung gemeinsam geregelt wurden. Die in dieser Zeit vorgenommenen drei Tarifierpassungen (2003, 2004, 2005), ausgewiesen in der jeweils gültigen SNT-VO, führten zu einer durchschnittlichen Tarifabsenkung von 20-25% und setzten an folgende Kostensenkungspotentiale der Unternehmen an: Vorgelagerten Netzkosten, Überhängen (Monopolrenten), Kostenschlüsselung (Unbundling), Produktivitätsabschlag (Kostenanpassung) sowie der Angemessenheit der Kostenpositionen.¹⁴³ Ab diesem Zeitpunkt durch Verordnungen (SNT-VO) der ECK.

Für die **Umstellung von der Kosten- auf eine anreizbasierte Regulierung** wurde das Projekt „Neue Netztarife“ gestartet, das mit dem Entwurf für ein anreizbasiertes Regulierungsmodell durch den Regulator abschloss. Einzelne Teilergebnisse aus diesem Projekt fanden in der im Anschluss erlassenen SNT-VO 2003 Berücksichtigung.

¹⁴¹ Mayer (2003) 19

¹⁴² Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 58

¹⁴³ Wejwoda (2008) 15 und Boltz: Enquete „Anreizregulierung Strom“ (2005) 4

Von November 2004 bis zur Einführung der anreizbasierten Regulierung erfolgte ein zweiter Anlauf zum Umstieg von einer kostenbasierten Regulierung auf eine anreizbasierte Regulierung.

Basierend auf einem Vorschlag des VEÖ im Zuge des Tarifprüfungsverfahrens zur Novelle der SNT-VO im Jahre 2005 wurde schließlich in Zusammenarbeit mit allen betroffenen Interessensgruppen (vor allem dem VEÖ, den EVU und dem Regulator) ein Entwurf ausgearbeitet, der - neben den mit der Umsetzung der SNT-VO 2003 und deren Novellen gewonnenen Erfahrungen sowie den mit der Umsetzung der Regulierung verbundenen höchstgerichtlichen Erkenntnissen - in die SNT-VO 2006 als Regulierungsmodell übernommen wurde.¹⁴⁴

Die Ausgestaltung einer anreizbasierten Netzentgeltregulierung erfolgte durch eine gemeinsame Absichtserklärung zwischen der ECG und dem VEÖ im Sommer 2005, dem Letter of Intent I (LOI I).¹⁴⁵

Somit galt auf Grundlage des LOI I und der SNT-VO 2006 ab dem 01.01.2006 in Österreich für Verteilernetzbetreiber ein anreizbasiertes Regulierungssystem (Anreizregulierung) mit einer Dauer von 8 Jahren in Form einer Preisobergrenzenregulierung. Für die Übertragungsnetzbetreiber galt weiterhin eine Kosten-Plus-Regulierung mit jährlichen Tarif- und Kostenprüfungen (§16 Abs 1 SNT-VO 2010).

Mit dem Ende der 1. Regulierungsperiode bzw. dem **Beginn der 2. Regulierungsperiode** mit 01.01.2010 traten einige Neuerungen im Regulierungssystem in Kraft, die im LOI II sowie der SNT-VO 2010 beschrieben sind. Diese Neuerungen resultieren aus den gewonnenen Erfahrungen mit dem LOI I sowie der SNT-VO 2006 und der dazu ergangenen Novellen, höchstgerichtlichen Entscheidungen sowie den Ergebnissen der Diskussion zum Thema „Übergang in die 2. Regulierungsperiode“. So wurde u. a. die Regulierungsformel als Ergebnis der intensiven Diskussion der betroffenen Interessensgruppen bezüglich der weiteren Entwicklung des Regulierungssystems modifiziert.

4.3.3 Aktuelle Situation

Ziel der Regulierung des Verteilernetzbetriebes ist, ein langfristig stabiler Regulierungsansatz zu erreichen. Dazu müssen mehrere, manchmal einander widerstrebende Ziele verfolgt werden (z. B. Effizienz und Stabilität des Unternehmens, Schutz der Kunden, Versorgungsqualität, sowie Transparenz, Akzeptanz, Effizienz und Stabilität des Regulierungssystems).¹⁴⁶ Daraus sollen kostengünstige Netztarife sowie effizient geführte Verteilernetze resultieren.

Seit Liberalisierungsbeginn werden gemäß § 25 EIWOG die Tarife für die Nutzung des Verteilernetzes (Systemnutzungstarife) durch die jeweils gültige Systemnutzungstarife-Verordnung bestimmt.¹⁴⁷

Die SNT-VO bestimmt die Grundsätze für die Ermittlung und Zuordnung der Kosten, die Kriterien für die Tarifbestimmung sowie die Tarife für die Netznutzung (Systemnutzungstarife) wie Netzzutritts-

¹⁴⁴ Boltz: Enquete „Anreizregulierung Strom“ (2005) 6

¹⁴⁵ Wallnöfer (2005) Folie 10

¹⁴⁶ ECK (2010) 3

¹⁴⁷ Mayer (2003) 6.

entgelt, Netzbereitstellungsentgelt, Netznutzungsentgelt, Netzverlustentgelt, Systemdienstleistungsentgelt und Entgelt für Messleistungen. Die Systemnutzungstarife sind in von den Verteilernetzbetreibern zu veröffentlichenden Preisblättern auszuweisen. Die für die Regulierung eines Verteilernetzbetreibers relevanten Systemnutzungstarife sind:

- Netzzutrittsentgelt

Das Netzzutrittsentgelt ist vom Netzbewerber einmalig für die in § 7 Z 25 ElWOG 2006 beschriebenen angemessenen und den marktüblichen Preisen entsprechenden Aufwendungen für die erstmalige Herstellung eines Netzanschlusses oder die Änderung eines bestehenden Netzanschlusses infolge der Erhöhung der Anschlussleistung zu leisten (§ 2 SNT-VO 2010).

- Netzbereitstellungsentgelt

Das Netzbereitstellungsentgelt ist vom Netzbewerber als einmaliger Pauschalbeitrag für den zur Ermöglichung des Netzanschlusses bereits durchgeführten und vorfinanzierten Ausbau der gemäß § 25 Abs 5 Z 1 bis 7 ElWOG 2006 beschriebenen Netzebenen zu leisten, die entsprechend dem vereinbarten Ausmaß der Netznutzung (in kW) tatsächlich in Anspruch genommen werden (§ 3 SNT-VO 2010). Die Ausweisung der jeweils gültigen Tarife erfolgt in der jährlich zu erlassenden SNT-VO.

- Entgelt für Messleistungen

Das Entgelt für Messleistungen ist vom Netzbewerber für die direkt zuordenbaren Kosten, die mit der Errichtung und dem Betrieb von Messstellen (inkl. Datenauslesung) verbunden sind, zu leisten (§ 9 SNT-VO 2010 iVm § 25 Abs 1 ElWOG 2006). Die Tarife werden als Höchstpreise bestimmt und gelten für die jeweils eingesetzte Art der Messung gemäß § 10 SNT-VO 2010 (z. B. Direkt Lastprofilmessung, Mittel- oder Niederspannungswandler-messung). Das Entgelt für Messleistungen ist nicht Gegenstand des Anreizregulierungssystems und ist von der ECK nach den Vorgaben der SNT-VO zu bestimmen.

- Netzverlustentgelt

Das Netzverlustentgelt ist vom Netzbewerber für die Beschaffung der für den Ausgleich von Netzverlusten erforderlichen Strommengen zu leisten (§ 6 SNT-VO 2010). Die jeweils gültigen arbeitsbezogenen Tarife pro Netzebene werden grundsätzlich von der ECK auf 1 Jahr festgelegt und in der jeweils geltenden SNT-VO ausgewiesen. Konnten die Kosten für die Verlustenergie früher durch die Verteilernetzbetreiber selbst beschafft werden (von 2001 bis 2005), mussten diese ab 2006 durch internationale Ausschreibung auf dem Energiemarkt besorgt werden. Ab 2011 ist eine gemeinsame Beschaffung der Verlustenergie für ganz Österreich vorgesehen.¹⁴⁸

¹⁴⁸ Omnetzberger, Brandstätter (22.12.2009) 1-2

- **Netznutzungsentgelt**

Das Netznutzungsentgelt ist vom Netzbenutzer für die Errichtung, den Ausbau, die Instandhaltung und den Betrieb des Verteilernetzes zu leisten (§ 5 SNT-VO 2010). Bei der Tarifbestimmung wird je nach Netzebene bzw. Tarifwahl unterschieden, ob die Leistung gemessen wird (Verrechnung von Leistungspreis und Arbeitspreis entsprechend der Messwerte bzw. tatsächlichem Lastprofil) oder nicht (Verrechnung entsprechend einem zugeordneten synthetischen Lastprofil) oder ob es sich um unterbrechbare Tarife handelt (Verrechnung des Arbeitspreises).

Bestimmung der Netznutzungstarife:

Die Netznutzungstarife (Festpreise pro Netzebene) werden auf Grundlage der im Jahre 2006 in Österreich eingeführten Preisobergrenzenregulierung jährlich bestimmt und in der jeweils gültigen SNT-VO ausgewiesen.¹⁴⁹ Diese hybride Preisobergrenzenregulierung basiert maßgeblich auf den Bestimmungen des LOI II sowie der SNT-VO 2010 iVm den Bestimmungen des EIWOG 2006, mit denen die Vorgaben der Richtlinie 2003 in nationales Recht umgesetzt wurden.

Das Regulierungsmodell basiert auf einer Preisfindungsregel (Regulierungsformel), die im so genannten Regulierungsparagrafen der SNT-VO (§ 16 SNT-VO 2010 iVm § 25 Abs 2 EIWOG 2006) beschrieben ist und weist eine Regulierungsdauer von 8 Jahren auf (2 Regulierungsperioden mit jeweils 4 Jahren). Die Preise (Netznutzungstarife) werden für die in §§ 16, 17 und 19 SNT-VO 2010 iVm § 25 Abs 6 EIWOG 2006 festgeschriebenen Netzbereiche und Netzebenen individuell bestimmt.

Die nachstehende Darstellung zeigt, dass durch die Senkung der Netztarife seit 2001 die Tarife in Summe um ca. 28% bzw. beinahe 600 Mio. Euro gesenkt wurden.

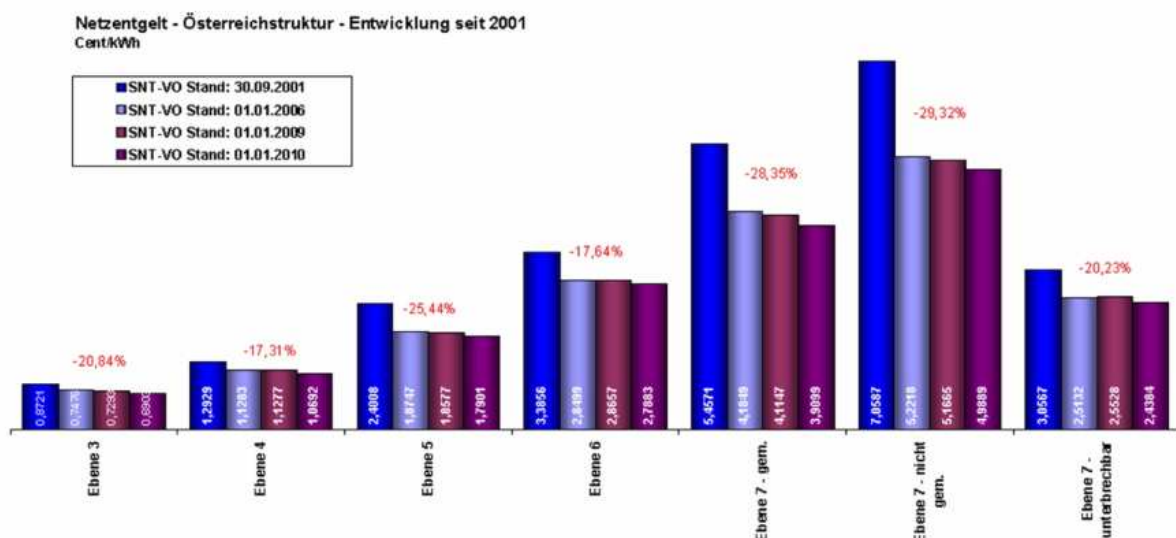


Abbildung 19: Entwicklung der Netznutzungstarife nach Netzebenen¹⁵⁰

¹⁴⁹ Pielke, Kurrat (2008) 3.2 sowie Blank, Germann, Scherer (2010) 28

¹⁵⁰ Onetzberger, Riebler (23.12.2009) 2

Das Regulierungsmodell gibt vor, dass die Netznutzungstarife kostenorientiert zu bestimmen (§ 16 Abs 1 SNT-VO 2010) und den Verteilernetzbetreibern Zielvorgaben aufzuerlegen sind, die sich am Einsparungspotenzial der Unternehmen orientieren (§§ 12 Abs 4 und 16 Abs 1 SNT-VO 2010). Die Zielvorgaben (jedem Unternehmen wird ein Kostenpfad vorgegeben) resultieren aus den Netzkosten (die Unternehmen werden vor jeder Regulierungsperiode einer Kostenprüfung unterzogen), die um das ermittelte Einsparungspotenzial (durch Benchmarking ermittelter Kostenanpassungsfaktor) jährlich angepasst werden.

Die Festlegung des Startwertes des Preispfades (Regulierungspfad) erfolgt jeweils zu Beginn der Regulierungsperiode durch ein Tarifprüfungsverfahren (Ermittlung der Netznutzungstarife auf Basis von Kosten- und Mengenprognosen). Während der Regulierungsperiode folgen die Tarife einer Preisfindungsregel (Regulierungsformel) mit ex ante bekannten Parametern.¹⁵¹ Die Vorgaben werden im Laufe einer Regulierungsperiode nicht mehr verändert. Dadurch werden die tatsächlichen Netzkosten während der Regulierungsdauer von dem festgelegten linearen Preispfad (Regulierungspfad) entkoppelt. Für die Bestimmung des Startwertes bei Beginn der Anreizregulierung galt die Bedingung Kosten = Preise.¹⁵² Damit waren am Start der Anreizregulierung die Preise noch mit den Kosten gekoppelt.

Die mit der Kostenprüfung für die 2. Regulierungsperiode ermittelte Kostenbasis fand nicht nur für die Tarifierung 2010 Anwendung, diese wurde auch für die Feststellung eines allfälligen Zusatzgewinnes (Carry Over) für die ersten 4 Jahre der gesamt 8 Jahre dauernden Effizienzzielvorgabe herangezogen. Denn konnte der Netzbetreiber mit seinen tatsächlichen Kosten die Regulierungsvorgaben übertreffen, so erwirtschaftete er Zusatzgewinne, die teils an die Netzkunden weitergegeben werden mussten und teils vom Netzbetreiber einbehalten werden konnten. Nach Ende der 2. Regulierungsperiode sind nach dem gegenwärtigen Regulierungssystem alle Netzbetreiber 100% effizient. Aufbauend auf einer weiteren Effizienzmessung beginnt ein neuer Zyklus.

Kostenermittlung für die Bestimmung der Netznutzungstarife:

Bis zur Einführung der Anreizregulierung basierte die Netzregulierung auf jährlichen Kostenprüfungen, was mit entsprechenden Kosten - sowohl für die regulierten Unternehmen als auch für den Regulator - verbunden war. Im Sinne der Minimierung der Regulierungskosten wurden mit Beginn der Anreizregulierung lediglich jeweils zu Beginn einer Regulierungsperiode Kostenprüfungen durchgeführt. Nachdem die Bestimmung der Netznutzungstarife auch auf Annahmen (Prognosen) basiert, entspricht die periodische Durchführung von Tarifprüfungsverfahren auch der Revisionspflicht gemäß den in der SNT-VO vorgegebenen Grundsätzen der Kostenorientiertheit, Kostenverursachung und Kostenwahrheit.¹⁵³

¹⁵¹ Pielke, Kurrat (2008) 3.2

¹⁵² ECK (2006) 14

¹⁵³ ECK (2010) 20

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der angemessenen (notwendigen) Kosten für die Bestimmung der Systemnutzungstarife ist grundsätzlich in § 25 Abs 2 ElWOG 2006 geregelt. Gemäß den Vorgaben des § 12 Abs 1 SNT-VO 2010 iVm § 25 Abs 2 ElWOG 2006 sind die Netzkosten als Durchschnittskosten auf Vollkostenbasis und, ausgehend von den ursprünglichen Anschaffungskosten, unter Einbeziehung von Finanzierungskosten zu errechnen. Die Ermittlung der Finanzierungskosten wird in den Erläuterungen zur SNT-VO 2006 bzw. 2010 beschrieben.¹⁵⁴ Sie umfassen die angemessenen Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapital und werden durch Multiplikation des angemessenen Finanzierungssatzes (gewichteter Kapitalkostensatz WACC) mit der zu verzinsenden Kapitalbasis (für die 2. Regulierungsperiode: Vermögen minus passivierte Netzzutritts- und Netzbereitstellungsentgelte sowie minus Finanzvermögen) ermittelt.¹⁵⁵

Für die Ermittlung der Kosten ist die Bilanz sowie die Gewinn- und Verlustrechnung im Sinne von § 8 ElWOG 2006 maßgebend, wobei die Aufwendungen und Erträge auf Nachhaltigkeit zu prüfen und ggf. zu normalisieren sind. Kostenbasis sind dabei die letzt verfügbaren geprüften Kosten des Tarifprüfungsverfahrens des relevanten Prüfungsjahres.¹⁵⁶

Integrierte EVU haben eine verursachungsgerechte Kostenabgrenzung zwischen Erzeugung, Übertragung, Verteilung, Handel und sonstigen Tätigkeiten vorzunehmen, wobei die anfallenden Kosten jährlich differenziert nach Netzebenen wenn möglich direkt zu ermitteln sind und nur in Ausnahmefällen durch Leistungsverrechnung bzw. Kostenschlüsselung (§ 14 SNT-VO 2010). Diese Kosten, berücksichtigt um die vorgelagerten Netzkosten (Kostenwälzung gemäß § 15 SNT-VO 2010) und abzüglich des Eigenbedarfs und der Netzverlustkosten, bilden die Netzkostenbasis für die Bestimmung der Netznutzungstarife.

Als Kostenbasis für die Tarifierung (2006 bzw. 2010) wurden die Daten des letzt verfügbaren Geschäftsjahres (2003 bzw. 2008) herangezogen, die auf den Beginn der Regulierungsperiode hochgerechnet werden mussten. Bei der Kostenhochrechnung (Kostenaktualisierung) mussten zwei gegenläufige Effekte berücksichtigt werden, extern beeinflusste Kostenerhöhungen, die durch den Netzbetreiberindex abgebildet wurden, sowie durch Produktivitätssteigerung erlangte Kostenreduktionen.

Darüber hinaus musste bei der Kostenaktualisierung für die Tarifierung 2006 der Bilanzstichtag des Unternehmens berücksichtigt werden, da dieser nicht mit dem Zeitpunkt der Tarifierung übereinstimmte:

$$K_{2005} = K_{2003} * (1 - X_{2005}) * (1 - X_{Rest})^{T-1} * (1 + \Delta NPI_T)$$

Dagegen wurden bei der Hochrechnung der Kosten für die Tarifierung 2010 lediglich die operativen Kosten (OPEX) angepasst, für die Kapitalkosten (CAPEX) erfolgte keine direkte Hochrechnung (siehe Punkt 5.3.2 Investitionsfaktor).

¹⁵⁴ ECK (2006) 15 sowie ECK (2010) 23

¹⁵⁵ ECK (2010) 24

¹⁵⁶ ECK (2010) 4

Regulierungsformel für die Bestimmung der Netznutzungstarife:

Bei der Bestimmung der Netznutzungstarife sind dem Verteilernetzbetreiber Zielvorgaben aufzuerlegen. Diese sollen sich am Einsparungspotential des Unternehmens orientieren. Nach derzeitiger Regelung (Regulierungsformel gemäß § 16 SNT-VO 2010) sind bei der Ermittlung des unternehmensindividuellen Einsparungspotentials die generelle branchenübliche Produktivitätsentwicklung (genereller Effizienzfaktor), die allgemeine Kostenveränderung der Branche (Netzbetreiberindex), die Entwicklung der Stromabgabemenge des Unternehmens (Mengenfaktor) sowie das Effizienzsteigerungspotential des Unternehmens im Vergleich zu rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen (individueller Effizienzfaktor) zu berücksichtigen.

- Genereller Effizienzfaktor

Der generelle Effizienzfaktor (Frontier Shift, FS) berücksichtigt die generelle branchenübliche Produktivitätsentwicklung (Produktivitätssteigerungspotential). Er wurde von der ECK auf Grundlage des Projektes „Neue Netztarife“, internationaler Erfahrungen (z. B. Revenue-Cap-Formel in Norwegen), internationalen Vergleichsstudien und wissenschaftlicher Arbeiten sowie unter Berücksichtigung der strukturellen Gegebenheiten in Österreich ab Beginn der Anreizregulierung für die Dauer der Effizienzzielerreichung (8 Jahre) mit 1,95% festgelegt.¹⁵⁷ Die ECK betonte, dass die internationalen Erfahrungen wie auch die Erfahrungen aus den vorangegangenen Kostenprüfungen einen höheren Wert rechtfertigen würde. Für ein effizientes Unternehmen bedeutet ein Frontier Shift (FS) von 1,95%, dass die Kosten (K) pro Jahr um 1,95% reduziert werden müssen (§ 16 Abs 2 SNT-VO 2010):

$$K_{2006} = K_{2005} - K_{2005} * 1,95\% = K_{2005} * (1 - FS)^1$$

$$K_{2007} = K_{2006} - K_{2006} * 1,95\% = [K_{2005} * (1 - FS)] - [K_{2005} * (1 - FS)] * 1,95\% = K_{2005} * (1 - FS)^2$$

$$K_{2011} = K_{2010} * (1 - FS)^6$$

- Netzbetreiberindex:

Um die vom Unternehmen nicht beeinflussbaren (exogenen) Kostenerhöhungen bei der Kostenanpassung zu berücksichtigen, wurde in Österreich ein jährlich anzupassender Inflationsfaktor eigens für Netzbetreiber (Netzbetreiberindex) eingeführt (§ 16 Abs 3 SNT-VO 2010).¹⁵⁸

Der Netzbetreiberindex setzt sich, entsprechend der durchschnittlichen aktuellen Kostenstruktur der österreichischen Netzbetreiber, zu 40% aus dem Tariflohnindex TLI (Nachbildung der Personalkosten), zu 30% aus dem Baupreisindex BPI (Nachbildung der Kapital- und Materialkosten) sowie zu 30% aus dem Verbraucherpreisindex VPI (Nachbildung der sonstigen Kosten) zusammen:¹⁵⁹

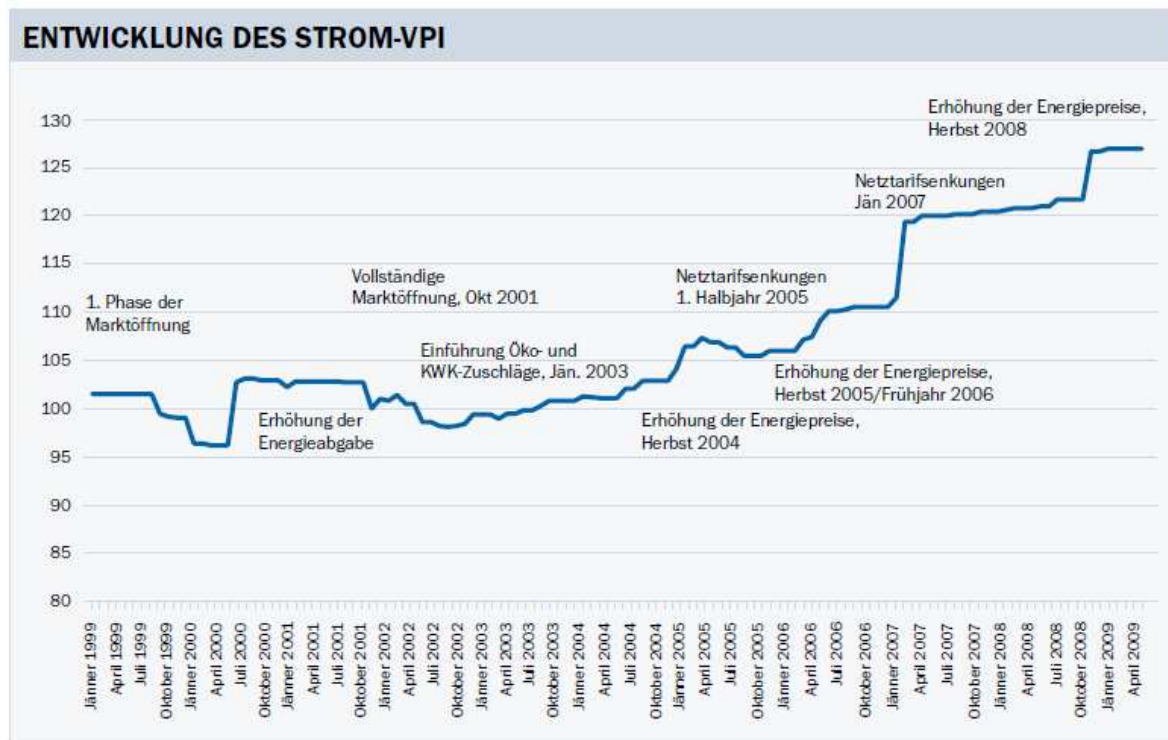
$$\Delta NPI_{2006} = 30\% * \Delta BPI_{2005} + 40\% * \Delta TLI_{2005} + 30\% * \Delta VPI_{2005}$$

$$\Delta NPI_{2011} = 30\% * \Delta BPI_{2011} + 40\% * \Delta TLI_{2011} + 30\% * \Delta VPI_{2011}$$

¹⁵⁷ ECK (2006) 25-30 sowie Pielke, Kurrat (2008) 3.2

¹⁵⁸ Pielke, Kurrat (2008) 3.2

¹⁵⁹ ECK (2010) 26-28



Quelle: Statistik Austria, E-Control

Abbildung 20: Entwicklung Netzbetreiberindex in Österreich ¹⁶⁰

- Mengen-Kosen-Faktor

Die Kostenstruktur der Verteilernetzbetreiber ist durch stufenweise Investitionen (jeweils bei Erreichen der Kapazitätsgrenze), grundsätzlich jedoch durch Fixkostendegression charakterisiert. D. h., die Kosten für den Betrieb von Verteilernetzen steigen grundsätzlich nur unterproportional mit dem Mengenwachstum. Um dies zu berücksichtigen und zu verhindern, dass fehlende Effizienzsteigerungen durch Umsatzsteigerungen ausgeglichen werden können, wurde mit der SNT-VO 2005 ein Mengenfaktor von 0,5 eingeführt. Das bedeutete, dass bei einem Mengenanstieg von 10% lediglich 5% an Kostenerhöhung anerkannt wurde.

Da bei der Preisobergrenzenregulierung ein großer Anreiz zu Mengen- und damit Gewinnsteigerungen besteht (und das uneinheitlich über die Netzbetreiber) und daraus volkswirtschaftlich ineffiziente Mehrabsätze bezüglich Energieeffizienz resultieren, wurde mit der SNT-VO 2006 der Mengen-Kosten-Faktor für die Bestimmung der Netznutzungstarife eingeführt.¹⁶¹ Der Mengen-Kosten-Faktor wirkte gegenüber dem bisherigen Mengenfaktor kostenerhöhend (additive Berücksichtigung von Mengensteigerungen):

Kosten für das Jahr t: $K_t = NNE_t * M_t$

Kosten für das Folgejahr: $K_t * (1 + k * \Delta M) = NNE_{t+1} * M_t * (1 + \Delta M)$

¹⁶⁰ Kalab (09.02.2010) 12

¹⁶¹ ECK (2010) 29-30

Weiters sah der Mengen-Kosten-Faktor auf Grund der unterschiedlichen Mengenentwicklung (und damit Kostenentwicklung) auf hohen und niedrigen Netzebenen ein erlösgewichtetes Mengenwachstum nach Netzebenen vor.¹⁶² Die Ermittlung der Mengenänderung erfolgte für die Tarifkomponenten i bis n des Netznutzungsentgeltes unter Berücksichtigung der Vorjahreswerte für das Netznutzungsentgelt NNE_{t-1} sowie der Abgabemenge vor zwei Jahren M_{t-2} , bezogen auf die Abgabemenge aus dem Jahr 2003 M_{2003} :

$$\Delta M_t = \left(\sum_{i=1}^n NNE_{t-1,i} * M_{t-2,i} / \sum_{i=1}^n NNE_{t-1,i} * M_{2003,i} \right) - 1$$

Der Wert von 0,5 wurde beibehalten.¹⁶³ Für die erste Regulierungsperiode wurde ein evtl. negatives erlösgewichtetes Mengenwachstum bei der jährlichen Tarifierung nicht berücksichtigt, sodass der Mengen-Kosten-Faktor in diesem Fall keine Auswirkungen hat (keine kostensenkende Wirkung).

Bei der Vorbereitung auf die 2. Regulierungsperiode wurde festgestellt, dass der Mengen-Kosten-Faktor nur teilweise die tatsächlichen Kostenentwicklungen durch Mengensteigerungen abdeckte, wie sie z. B. durch Investitionen und Betriebskosten verursacht werden. So wurden die tatsächlichen Kostenentwicklungen nur teilweise abgedeckt und es kam zu Auszahlungen, obwohl die zusätzlichen Mengen durch die bestehende Infrastruktur bedient werden konnte. Andererseits wurden durch geringe Mehrmengen hervorgerufene Investitionen nicht entsprechend abgegolten.

Ab 2011 wird der Mengen-Kosten-Faktor deshalb durch einen Investitions- und Betriebskostenfaktor ersetzt, um einen direkten Bezug zwischen zusätzlichen tarifrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit zu erlangen.

- Individueller Effizienzfaktor

Für die Ermittlung des Einsparpotenzials wird durch Benchmarking ein individueller Effizienzfaktor gebildet, der das Effizienzsteigerungspotenzial des Unternehmens im Vergleich zu rationell geführten, vergleichbaren Unternehmen berücksichtigt (§ 16 Abs 4 SNT-VO 2010). Der individuelle Effizienzfaktor kann max. 100% betragen (100% effektiv).

Zur Ermittlung der unternehmensindividuellen Effizienzsteigerungspotenziale im Rahmen der Festlegung der Netznutzungstarife 2006 hatte die ECG im Auftrag der ECK eine Benchmarkinganalyse der 20 größten österreichischen Verteilernetzbetreiber durchgeführt.¹⁶⁴

Um die Vor- und Nachteile der einzelnen Benchmarkmethoden zu kompensieren (der ermittelte Effizienzwert kann je nach Methode zu niedrig oder zu hoch verzerrt sein), hat sich die ECK bei der Ermittlung des individuellen Effizienzfaktors für eine Kombination von zwei methodisch unterschiedlichen Benchmarkmethoden (Data Envelopment Analysis, DEA und Modified Ordinary Least Squares,

¹⁶² ECK (2006) 65-69

¹⁶³ Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 63

¹⁶⁴ ECK (2006) 33-59

MOLS) entschieden.¹⁶⁵ Dabei werden die zur Ermittlung der effizienzabhängigen Abschläge relevanten Effizienzwerte durch eine Gewichtung der DEA- und MOLS-Effizienzwerte bestimmt. Das Effizienzverbesserungspotential berechnet sich aus dem gewichteten Effizienzwert ES (Effizienzfaktor):

$$ES = DEA(I) \cdot 40\% + DEA(II) \cdot 20\% + MOLS \cdot 40\%$$

Nach den Bestimmungen gemäß § 25 Abs 2 ElWOG 2006 sind die Systemnutzungstarife nach den Grundsätzen der Kostenorientiertheit, Kostenverursachung und Kostenwahrheit zu bestimmen. Diesen Grundsätzen entsprechend hat sich die ECK für die Heranziehung der Gesamtkosten (Betriebs- und Kapitalkosten) als Inputvariable für das Benchmarking entschieden.

Basis für die im Benchmarking verwendeten Kosten sind die letzt verfügbaren geprüften Kosten des Tarifprüfungsverfahrens für die Netznutzungstarife 2006, die, wegen unterschiedlicher Vorgangsweisen der Verteilernetzbetreiber, für das Benchmarking jedoch noch angepasst werden mussten. So wurden die Dienstleistungen, die vorgelagerten Netzkosten, die Netzverlustkosten sowie die Messkosten aus der Kostenbasis entfernt und der Finanzierungskostensatz vereinheitlicht.

Die Auswahl der Parameter, die als Outputvariablen in die Benchmarkanalyse eingingen, wurde durch eine der Benchmarkanalyse vorgelagerte Modellnetzanalyse vorgenommen. Anhand der Erkenntnisse der Modellnetzanalyse wurden die Anschlussdichten sowie die Netzhöchstlasten je Netzebene als Outputvariablen ausgewählt, die die Leistung wie auch die strukturellen Bedingungen der Verteilernetzbetreiber charakterisieren.

Kostenanpassungsfaktor:

Bei der Bestimmung der individuellen Zielvorgaben muss die Balance zwischen der Sicherstellung der finanziellen Überlebensfähigkeit und dem Schutz der Endverbraucher sichergestellt werden.¹⁶⁶ Die Vorschreibung zu rascher Kostensenkungen kann im Extremfall den Konkurs eines Unternehmens bewirken, wenn die Kosten kurzfristig nur beschränkt reduziert werden können. Gleichzeitig ist zu verhindern, dass der Netzkunde über einen zu langen Zeitraum zu hohe Tarife bezahlen muss, denn das hätte ebenso volkswirtschaftlich und politisch negative Effekte zur Folge.

Für die Realisierung des ermittelten Effizienzsteigerungspotentials wurde den Unternehmen deshalb bereits mit der SNT-VO 2006 ein Zeitraum von 8 Jahren festgelegt. Für ineffiziente Verteilernetzbetreiber könnte eine kurze Periodendauer wirtschaftlich nicht verkraftbare Abschläge bedeuten. Deshalb legte die ECK in der SNT-VO 2006 eine Obergrenze für die effizienzbedingten Abschläge (max. effizienzbedingte Kostensenkungsvorgabe) von 3,5% fest, womit sich eine maximale jährliche Kostensenkungsvorgabe von $3,5\% + 1,95\% = 5,45\%$ ergab.¹⁶⁷

¹⁶⁵ FGM, ÖVGW (1/2008) 8

¹⁶⁶ ECK (2006) 59-62

¹⁶⁷ Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 60

Die grundsätzliche Ausgestaltung des individuellen Produktivitätsabschlages, der sich aus dem generellen Effizienzfaktor FS und dem individuellen Effizienzfaktor ES zusammensetzt, und dessen direkte (ohne Bildung von Effizienzklassen), lineare Umsetzung in eine individuelle Kostensenkungsvorgabe (Kostenanpassungsfaktor, KA) wurden bereits in der SNT-VO 2006 geregelt.¹⁶⁸ Durch die gewählte Berechnungsmethode wurde sichergestellt, dass auch ein ineffizientes Unternehmen zum Ende der 2. Regulierungsperiode das Effizienzziel (100% effizient) erreicht. Die Umsetzung der Effizienzwerte in jährliche Kostensenkungsvorgaben erfolgte nach der Gleichung:

$$KA = 1 - (1 - FS) * \sqrt[8]{ES_{2005}}$$

Für ein effizientes Unternehmen gilt $KA = FS$. Der jährliche Kostenanpassungsfaktor blieb während der gesamten 1. Regulierungsperiode unverändert. Für die 2. Regulierungsperiode wurde eine Aktualisierung des Kostenpfades vorgenommen (Einführung des Carry Over).

Beispiel: Für ein Unternehmen, dem ein Effizienzwert von 80% ($ES_{2005} = 80\%$) zugesprochen wird, ergibt sich ein jährl. Kostenanpassungsfaktor von $KA = 1 - (1 - 1,95\%) * \sqrt[8]{80\%} = 4,65\%$

Die in der SNT-VO 2006 festgelegte multiplikative Verknüpfung des individuellen Produktivitätsabschlages KA und der jährlichen Änderung des Netzbetreiberindex ΔNPI wurde auch für die 2. Regulierungsperiode fortgesetzt:¹⁶⁹

$$K_{2006} = K_{2005} * [(1 - KA) * (1 + \Delta NPI_{2006})]$$

$$K_{2010} = K_{2009} * [(1 - KA) * (1 + \Delta NPI_{2010})]$$

Tarifierung:

Die Bestimmung der Netznutzungstarife erfolgt über die jährliche Tarifierung.¹⁷⁰

“Tarifierung“ bedeutet das Zusammenführen des Kosten- und Mengengerüsts zur Ermittlung der daraus resultierenden Tarife.

Kostenbasis für die Tarifierung, z. B. für das Jahr 2010, waren die genehmigten Netzkosten K_{2010} zuzüglich der vorgelagerten Netzkosten vNK (ohne Netzverlustkosten). Die Kosten werden durch die Systemnutzungsentgelte Netzzutrittsentgelt NZE und Netzbereitstellungsentgelt NBE (andere Bezeichnung dafür ist Baukostenzuschuss BKZ), Entgelt für Messleistungen ME sowie Netznutzungsentgelt NNE abgedeckt, wobei sich das Netznutzungsentgelt NNE und die Menge M für das Jahr t noch in die Tarifierungskomponenten i gemäß § 19 Ziffer 3 bis 7 SNT-VO 2010 (z. B. Leistungspreis für Netzebene 5 in kW, Winterhochtarif für Netzebene 7 in kWh) aufgliedern. Der Einfluss der vorgelagerten Netzkosten sowie die Gewichtung der Tarifierungskomponenten können sich während der Regulierungsperiode ändern, weshalb deren Wirkung jährlich neu beurteilt wird.

¹⁶⁸ ECK (2006) 62-63

¹⁶⁹ ECK (2006) 32-33

¹⁷⁰ ECK (2006) 71-73

Die Erhebung der Mengenbasis M erfolgt entsprechend den von der ECG gemachten Erfahrungen stets nach dem Prinzip der "Letztverfügbarkeit von Istwerten". Somit werden jene Werte berücksichtigt, die vom Unternehmen im Zuge der regelmäßigen Abfrage des "Erhebungsbogen Strom für Netzbetreiber" berichtet und vom Abschlussprüfer und den Organen bestätigt und genehmigt werden sowie von der ECK überprüft werden können. Dem Nachteil dieser Vorgangsweise, dass die Daten evtl. schon älter als ein Jahr sind, steht der Vorteil der Datensicherheit und -qualität entgegen.

Die aus der Tarifierung resultierenden Tarife bzw. Tarifkomponenten werden in der jeweils gültigen SNT-VO ausgewiesen.

Allgemeine Tarifierungsformeln:

Um einen Überblick über die Entwicklung der Regulierungsformel zu erhalten, werden nachstehend die allgemeinen Tarifierungsformeln für die Jahre 2006, 2010 und 2011 mit den größten Veränderungen dargestellt.¹⁷¹

Tarifierung 2006 (mit Mengenanpassung und Kostenanpassung für K_{2005})

$$K_{2006} = K_{2005} * [(1-KA) * (1 + \Delta NPI_{2006})] * (1 + k * \Delta M_{2006}) + vNK_{2006} \quad \text{Netzkosten 2006} =$$

$$E_{2006} = \sum_{i=1}^n NNE_{2006,i} * Q_{2004,i} + ME_{2006} + BKZ_{2004} \quad \text{Netzerlöse 2006}$$

$$K_{2005} = K_{2003} * (1 - X_{2005}) * (1 - X_{Rest})^{T-1} * (1 + \Delta NPI_T)$$

Tarifierung 2010 (ohne Mengenanpassung, mit Kostenanpassung)

$$K_{2010} = OPEX_{2009} * [(1-KA) * (1 + \Delta NPI_{2010})] + CAPEX_{2008} + vNK_{2010} = \quad \text{Netzkosten 2010} =$$

$$E_{2010} = \sum_{i=1}^n NNE_{2010,i} * Q_{2008,i} + ME_{2008} + BKZ_{2008} \quad \text{Netzerlöse 2010}$$

$$OPEX_{2009} = OPEX_{2008} * [(1-KA) * (1 + \Delta NPI_{31.12.2009})]$$

Tarifierung 2011 (mit Betriebs- und Investitionskostenfaktor)

$$K_{2011} = K_{2010} * [(1-KA) * (1 + \Delta NPI_{2011})] + BKF + IKF + vNK_{2011} = \quad \text{Netzkosten 2011} =$$

$$E_{2011} = \sum_{i=1}^n NNE_{2011,i} * Q_{2009,i} + ME_{2009} + BKZ_{2009} \quad \text{Netzerlöse 2011}$$

Die Kostenermittlung ab 2011 erfolgt ohne Berücksichtigung der Vorjahreswerte für BKF, IKF und vNK bei K_{2010} .

Carry Over:

Der Anreiz der Preisobergrenzenregulierung liegt in der Entkopplung der tatsächlichen Kosten vom vorgegebenen Preis- bzw. Erlöspfad. Dabei hängt die Stärke des Anreizes zu Effizienzsteigerungen davon ab, wie die Kostenreduktionen in die Festlegung der Regulierungsparameter für die nächste Regulierungsperiode einfließen.¹⁷² Für die ECK war es dabei angemessen, 50% der während der Dauer

¹⁷¹ ECK (2006) 18 und 72–73 sowie ECK (2010) 35–36

¹⁷² ECK (2010) 33–34

der Effizienzzielvorgabe (8 Jahre) erzielten zusätzlichen Kosteneinsparungen an die Netzkunden weiterzugeben.

Die Ermittlung des Carry Over erfolgt auf Basis von zwei Detailanalysen, wobei die 1. Detailanalyse bereits auf Basis des Geschäftsjahres 2008 durchgeführt wurde. Damit konnte bereits mit der Tarifierung für die 2. Regulierungsperiode (ab 01.01.2010) den Netzkunden ein Teil (25%) der zusätzlichen Effizienzgewinne weitergegeben werden.¹⁷³ Die restlichen zusätzlichen Effizienzgewinne werden nach dem Ende der 2. Regulierungsperiode aufgeteilt. Im Rahmen der 2. Detailanalyse ist darauf zu achten, dass die Unternehmen im Zuge der Aufteilung der zusätzlichen Effizienzgewinne keinen Vorteil daraus ziehen, sich wirtschaftlich ungünstiger darzustellen, als sie tatsächlich sind.

5. Herausforderungen

Die Richtlinie 2003 war ein wichtiger Schritt zur Weiterentwicklung des Elektrizitätsbinnenmarktes. Die auf dieser Grundlage erlassenen nationalen Bestimmungen (ElWOG 2006, E-RBG 2008) bieten jedoch noch nicht den notwendigen Rahmen, um das Ziel eines gut funktionierenden Binnenmarktes zu verwirklichen. So gibt es noch immer nicht in allen Mitgliedsländern einen diskriminierungsfreien Netzzugang und eine vergleichbar wirksame Regulierungsaufsicht. Die unter diesem Gesichtspunkt erlassene neue Binnenmarktrichtlinie (RL 2009) soll nun die letzten Hemmnisse beseitigen.

5.1 Regulator

Mit der Weiterentwicklung der Netzregulierung wurde auch die Organisation der für die Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben beauftragten Behörden stetig den neuen Anforderungen angepasst. Seit der Einrichtung von für die Regulierungsaufgaben spezialisierten Regulierungs-Behörden wurden die Kompetenzen dieser sukzessive optimiert (Novellierungen des ElWOG und E-RBG). Dieser Prozess ist jedoch noch nicht abgeschlossen, da noch einiges Verbesserungspotenzial vorhanden ist und die Weiterentwicklung der Netzregulierung noch immer nicht abgeschlossen ist.

5.1.1 Handlungsbedarf auf Grund der derzeitigen Regelungen

Kritiker der derzeit geltenden Regelungen wie auch Untersuchungen von nationalen und internationalen Agenturen orten vor allem noch Defizite im Bereich der Kompetenzverteilung zwischen den Regulierungsbehörden, der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden und der Durchsetzbarkeit von Entscheidungen der Regulierungsbehörden.¹⁷⁴ Im Folgenden sollen diese Kritikpunkte auf ihre Rechtfertigung untersucht werden.

¹⁷³ ECG (2010) 47

¹⁷⁴ VEÖ (2010) 4 sowie Internationale Energieagentur: <http://portal.wko.at/wk/>, verfügbar am 09.02.2009

Kompetenzkonflikte:

Die Regulierung des Strommarktes wird in Österreich seit der Einführung des Regulators im Wesentlichen durch zwei getrennte, aber eng kooperierende Behörden (ECG, ECK) wahrgenommen. Eine Systematik der Aufgabenverteilung zwischen der ECG und der ECK ist jedoch nicht zu erkennen.¹⁷⁵

Einzelne Regulierungsaufgaben sind aber auch anderen Behörden (z. B. Landesbehörden im Rahmen der Vollziehung der ausführungsgesetzlichen Bestimmungen) übertragen, wodurch eine koherente Regulierung erschwert wird.¹⁷⁶ So ist die ECG zwar für die Wettbewerbsaufsicht und insbesondere für die Gleichbehandlung aller Marktteilnehmer zuständig, für den Bereich der Überwachung des Gleichbehandlungsprogramms ist jedoch gem. § 26 Abs 3 Z 4 ElWOG 2006 die Landesregierung zuständig. Die Länder sind in aller Regel allerdings auch die Eigentümer der Verteilernetzbetreiber. In diesem Bereich wäre eine Zusammenfassung der Kompetenzen bei der spezialisierten ECG zweckmäßig.

Die von regulierten Unternehmen kritisierten vermeintlichen Doppelzuständigkeiten der Regulierungsbehörden und anderer Behörden, etwa im Bereich des Kartellrechtes, wurden von den Höchstgerichten zwischenzeitlich als verfassungskonforme Regelungen befunden. Überdies - empfindet die ECG, dass es zweckmäßig wäre, wenn die Regulierungsbehörden bei Zusammenschlussverfahren von Verteilernetzbetreibern eine förmliche Rolle, etwa das Antragsrecht zur vertieften Prüfung in Fusionsverfahren, zukäme.¹⁷⁷

Durchsetzbarkeit der Entscheidungen:

Die ECG hat gem. § 10 Abs. 2 und 3 E-RBG im Rahmen ihrer Aufsichts- und Überwachungsaufgaben (§ 10 Abs 1 E-RBG) die Möglichkeit, mit Verfahrensordnung die Herstellung des der Rechtsordnung entsprechenden Zustandes zu fordern. Kommt das verpflichtende Unternehmen dieser Aufforderung nicht nach, so hat die ECG mit Bescheid den rechtmäßigen Zustand zu verfügen. Die aus der Übertretung der jeweiligen Bestimmungen resultierenden Rechtsfolgen bleiben davon unberührt.

Entscheidungen der Regulierungsbehörden sind grundsätzlich anfechtbar. Erfolgt gem. § 16 Abs 2 E-RBG eine Berufung von der ECG zur ECK, so ist damit automatisch eine aufschiebende Wirkung verbunden, es sei denn, sie wird in der erstinstanzlichen Entscheidung ausgeschlossen. Entscheidungen der ECK können gem. § 16 Abs 3a E-RBG beim Verfassungs- bzw. Verwaltungsgerichtshof angefochten werden.

Weder die ECG noch die ECK können selbst für die Durchsetzung ihrer Entscheidungen sorgen. Die Durchsetzbarkeit der Entscheidungen erfolgt im Wege der Exekutionsgerichte (ordentliche Gerichte). Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die Unternehmen nach Entscheidungen, die durch

¹⁷⁵ Mayer (2003) 114-115

¹⁷⁶ Boltz: Marktbericht (2002) 10-12

¹⁷⁷ Boltz: Marktbericht (2008) 12

Höchstgerichte (Verwaltungs- bzw. Verfassungsgerichtshöfe) bestätigt worden sind, diese Entscheidungen in aller Regel akzeptieren und sich dementsprechend verhalten.

Der Regulierungsbehörde stehen keine wirksamen Sanktionsmöglichkeiten bei Gesetzesübertretungen zur Verfügung. Eine allfällige Nichteinhaltung der energierechtlichen Bestimmungen stellt in der Regel nur eine Verwaltungsübertretung dar. Die Durchsetzbarkeit dieser Bestimmungen ist auf Grundlage der derzeitigen Bestimmungen jedoch wenig effektiv. Bei Gesetzesübertretungen besteht in der Regel nur die Möglichkeit einer Anzeige bei der zuständigen Bezirkshauptmannschaft, die auf energierechtliche Bestimmungen jedoch nicht spezialisiert ist. Außerdem sind nur geringe Verwaltungsstrafen bis maximal € 50.000,- vorgesehen (vgl. § 64 ElWOG 2006), die vielfach in einem krassen Missverhältnis zu den wirtschaftlichen Vorteilen einer Gesetzesübertretung stehen. Der Strafraum sollte in Zukunft zumindest in Relation zur Unternehmensgröße festgelegt werden.

Unabhängigkeit der Behörden:

Gemäß Art 6 EMRK hat über zivilrechtliche Ansprüche und Verpflichtungen (Civil Rights) ein Tribunal zu entscheiden. Dabei genügt es, wenn ein Gericht oder eine unabhängige Verwaltungsbehörde in zweiter Instanz entscheidet. Der österreichische Gesetzgeber ist mit der Ausgestaltung der Regulierungsstruktur mit ECG und ECK dem Erfordernis von möglichst unabhängigen Regulierungsbehörden ausreichend nachgekommen.

Bezüglich der Unabhängigkeit der ECG (von der Staatsorganisation ausgegliederte und mit Hoheitsrechten beliehene GmbH) hatte bereits der VfGH Bedenken ausgesprochen (z. B. Recht auf gesetzlichen Richter gem. Art 83 Abs 2 B-VG).¹⁷⁸ Für die Frage, wo die Grenzen einer Beleihung sind, hat sich der Gesetzgeber sodann an die von der Judikatur des VfGH ausgearbeiteten Grenzen (sachliche Rechtfertigung, Effizienz, bloß einzelne Aufgaben, nicht Kernbereich staatlicher Aufgaben, ausreichende Leitungsbefugnisse der obersten Organe) gehalten.¹⁷⁹ Eine weitgehende Unabhängigkeit begründet sich auf dem Umstand, dass der gem. §§ 3 Abs 2 Z 1 und 21 Abs 1 E-RBG 2008 für die Aufsicht der ECG zuständige Bundesminister Weisungen an den Geschäftsführer gem. § 21 Abs 2 E-RBG 2008 nur schriftlich und begründet erteilen kann. Dies ist seit der Gründung der ECG nicht erfolgt.¹⁸⁰ Überdies besteht für Weisungen eine Veröffentlichungspflicht. Schließlich ist die ECG aus der Bundesverwaltung ausgegliedert und verfügt über ein gesondertes Budget (§ 6 E-RBG 2008), wodurch ein hohes Maß an Flexibilität ermöglicht wird. Die ECG hat auf Grund gesetzlicher Vorgaben jährlich Berichte über ihre Tätigkeit zu erstatten.

Die ECK (weisungsfreie Kollegialbehörde mit richterlichem Einschlag) ist ein Tribunal gem. Art 6 EMRK. Die Mitglieder der ECK sind für 5 Jahre bestellt und in Ausübung ihrer Tätigkeit weisungsfrei (§ 19 E-RBG 2008). Dies bedeutet, dass weder der zuständige Bundesminister noch andere staatliche

¹⁷⁸ Mayer (2003) 110

¹⁷⁹ Mayer (2003) 122

¹⁸⁰ Leprich (2003) 13

Organe in die Tätigkeit der Behörde, die rein den gesetzlichen Vorgaben verpflichtet ist, eingreifen können. Naturgemäß besteht auch eine Unabhängigkeit gegenüber den regulierten Unternehmen. Der ECK dürfen keine Personen angehören, die in einem rechtlichen oder faktischen Nahverhältnis zu jenen stehen, die eine Tätigkeit der Behörde in Anspruch nehmen (§ 17 Abs 3 Z 2 E-RBG 2008).

Ausbau der Auskunftsrechte:

Derzeit werden der ECG in organisierter Weise nur statistische Daten zur Verfügung gestellt, die aus Datenschutzgründen nicht als Grundlage von Marktanalysen oder für die Einleitung eines Missbrauchsverfahrens herangezogen werden dürfen. Die Regulierungsbehörde sollte daher die Möglichkeit haben, in transparenter Weise, z. B. durch eine Verordnung, eine Marktüberwachung aufzubauen und periodisch der allgemeinen Wettbewerbsbehörde (Bundeswettbewerbsbehörde) zu berichten.

5.1.2 Neuerungen durch die Richtlinie 2009

Mit der Erlassung der neuen Binnenmarktrichtlinie 2009 soll der Elektrizitätsbinnenmarkt vollendet werden. Folgende Schwerpunkte sind dabei besonders hervorzuheben.

Stärkere Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden:

Die neue Binnenmarktrichtlinie sieht zur Intensivierung des Wettbewerbes wie auch zur Stärkung des Verbraucherschutzes die Verstärkung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden vor. Dazu soll der eigene Verantwortungsbereich um weitere Aufgaben (z. B. Wettbewerbsaufsicht, Maßnahmen zur Wettbewerbsbelebung, Ausübung von Sanktionsmechanismen, Besseres Monitoring, Einholung von Ad-hoc-Auskünften) aufgewertet werden, damit der Regulator künftig nicht nur Missstände aufzeigen, sondern auch wirksam dagegen durchgreifen kann.¹⁸¹ Um dies in Österreich zu erreichen, muss die Regulierung umstrukturiert werden. Dazu sieht die Richtlinie gemäß Art 35 künftig grundsätzlich lediglich eine einzige Regulierungsbehörde pro Nationalstaat vor. Die Diskussion um die künftige Gestaltung der Regulierung ist bereits im Gange.¹⁸²

Ausbau des Verbraucherschutzes:

In der neuen Richtlinie ist für einen verbesserten Verbraucherschutz eine zentrale Anlauf- und Beschwerdestelle für Endverbraucher (Single Point of Contact) vorgesehen. Nachdem die ECG in Österreich bereits eine Reihe von Maßnahmen in Bezug auf Verbraucherschutz umgesetzt hat (z. B. Infobroschüre, Homepage, Tarifikalkulator, Hotline, Schlichtungsstelle), bedarf es für die Umsetzung der zentralen Anlauf- und Beschwerdestelle lediglich noch einiger weniger Maßnahmen, wie z. B. ein

¹⁸¹ Riebler, Boltz (15.10.2009) 9

¹⁸² Kordik (2009) 16

verbessertes Monitoring sowie die zur Verfügung Stellung von verpflichtenden Informationen bei Preisanpassungen.¹⁸³

Weiters sieht die neue Richtlinie ein „Konzept für schützenswerte Kunden“ auf nationaler Ebene vor, das auf Grundlage des geplanten, verbesserten Monitoring umgesetzt werden soll. Damit sollen künftig u. a. eine Vereinheitlichung der An- bzw. Abschaltgebühren sowie die Angabe der Anzahl der Abschaltungen von den EVU erreicht werden.

Die neue Binnenmarktrichtlinie stärkt zweifelsohne die Regulierungsbehörden. Als Ausgleich dazu sieht die Richtlinie gemäß Art 37 Abs 16 und 17 geeignete Verfahren und Instanzenwege für einen ausreichenden Rechtsschutz auf nationaler Ebene für Unternehmen vor. Die im derzeit gültigen ElWOG 2006 festgelegte Form der Bestimmung der Systemnutzungstarife durch Verordnung (SNT-VO) entspricht jedoch noch nicht diesen Anforderungen.¹⁸⁴

Um einen ausreichenden Rechtsschutz zu gewähren, ist im geplanten neuen ElWOG (ElWOG III) die Festlegung der Systemnutzungstarife nicht durch Verordnung, sondern durch Bescheid festzulegen. Denn gegen dieses - mit Begründung der Entscheidung ergehende - Rechtsmittel kann berufen werden, womit eine Überprüfung der Entscheidung durch eine unabhängige Instanz möglich wird.¹⁸⁵ Voraussetzung für diese Lösung ist jedoch, dass die Bestimmung der Systemnutzungstarife bzw. das Anreizregulierungsmodell auf gesetzlicher Basis geregelt wird. Aber auch die Genehmigung von Allgemeinen Bedingungen durch Bescheid gemäß § 11 Abs 1 VerrechnungsstellenG ist kritisch zu betrachten.

Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden:

Neben einer neuen Binnenmarktrichtlinie erließ die EU eine Verordnung zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). ACER soll eines der Hauptziele der neuen Binnenmarktrichtlinie, den Aufbau eines wirklichen Elektrizitätsbinnenmarktes auf der Grundlage eines gemeinschaftsweiten Verbundnetzes, einer Realisierung zuführen und die Zusammenarbeit der nationalen Regulierungsbehörden fördern.

ACER hat neben der Ausarbeitung eines Regelwerkes für die ENTSO-E und deren Überwachung im Wesentlichen folgende Aufgaben: Monitoring bei Wettbewerbsaufgaben, Koordinierung der nationalen Regulierungsbehörden, Gleichbehandlung und Gleichbehandlungsbeauftragter, Sicherstellung von Investitionen sowie Schließung von so genannten „Regulatory Gaps“ (Kompetenzlücken, wenn sich die nationalen Behörden nicht einigen können).¹⁸⁶

¹⁸³ Boltz: Marktbericht (2009) 17

¹⁸⁴ Mayer (2003) 93-96

¹⁸⁵ VEÖ (2010) 4-5

¹⁸⁶ EurAktiv.com: <http://www.euractiv.com/de/energie/regulierungsbehrden-zweifeln-eu-energieagentur/article-169855>, verfügbar am 07.08.2010

5.1.3 Künftige Herausforderungen

Für eine optimale Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben fordert u. a. auch der VEÖ eine Festlegung der Kompetenzen für die einzelnen nationalen und europäischen Regulierungsbehörden (ENTSO-E, ACER, nationaler Regulator).¹⁸⁷ Weiters tritt die österreichische Elektrizitätswirtschaft für ein striktes Unbundling der Aufgaben von Regulierungsbehörden und Wettbewerbsbehörde ein, wobei die Regulierungsbehörden für die Netzagenden und die Wettbewerbsbehörde für die Marktagenden zuständig sein sollen, um Mehrfachzuständigkeiten zu vermeiden.

Die derzeitigen europarechtlichen Vorgaben sehen lediglich die Schaffung von unabhängigen Regulierungsbehörden vor, die Gestaltung der nationalen Behördenstruktur wird von den Mitgliedstaaten vorgegeben. Die neue Richtlinie sieht für die Zukunft jedoch eine einzige nationale Regulierungsbehörde vor. Diese Vorgabe für eine künftige Behördenstruktur durch die EU widerspricht der österreichischen Bundesverfassung und den diesbezüglichen nationalen Gesetzen (EIWOG, E-RBG).

Weiters sind die von der EU für den künftigen Regulator vorgesehenen Aufgaben, wie z. B. Förderung von Energieeffizienz und Entwicklung von Systemen, nicht regulatorische, sondern politische Ziele. Die Umsetzung dieser Zielsetzungen würde somit künftig nicht mehr einer politischen (parlamentarischen) Kontrolle unterliegen, was grundrechtlich bedenklich wäre. Die Kontrolle durch den Regulator würde diesem außerdem einen Ermessensspielraum einräumen, das im Widerspruch zum in Österreich geltenden Legalitätsprinzip steht, nach dem die Verwaltung nur auf Grund von Gesetzen erfolgen darf.

Es ist unbestritten, dass es bei der gegenwärtigen Organisation der Regulierungsbehörden bei grenzüberschreitenden Regulierungsbelangen einen “Regular Gap“ gibt. Ob dies allein durch die Gründung einer supranationalen Regulierungsagentur wie die ACER behoben werden kann, ist jedoch zu hinterfragen.¹⁸⁸ Zweifelsohne führt die Schaffung einer zusätzlichen Institution zu einer weiteren Bürokratisierung, deren Kosten von allen Beteiligten zu tragen sind. Deshalb wäre es effizienter, die bestehende Institution, die “Gruppe der europäischen Regulierer“ (ERGEG) mit entsprechenden Kompetenzen auszustatten.¹⁸⁹ Überdies verstößt eine Agentur, die mit Einzelentscheidungsbefugnissen ausgestattet werden soll, wie es bei ACER der Fall ist, gegen mehrere Grundsätze der EU, wie z. B. dem Subsidiaritätsprinzip gemäß Art 5 RL 2009 und dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit.

Aber nicht nur die Rechte der Endverbraucher sollten gestärkt werden, auch der für die Entwicklung des Strombinnenmarktes notwendige Ausbau der Netze darf nicht an unverhältnismäßigen (privaten) Interessen einzelner, die entgegen dem öffentlichen Interesse an einer sicheren und günstigen Stromversorgung stehen, be- bzw. verhindert werden. Deshalb sollte bei Vorliegen von öffentlichem Interesse bei Infrastrukturprojekten eine Möglichkeit vorgesehen werden, dieses hoheitlich geltend zu machen (z. B. durch Bescheid vom zuständigen Bundesminister).¹⁹⁰

¹⁸⁷ Schmidt, Püls-Schlesinger (2009) 9

¹⁸⁸ Dippel (2007) 4

¹⁸⁹ Schmidt, Püls-Schlesinger (2009) 5

¹⁹⁰ Zirm (2009) 14

5.2 Unbundling

5.2.1 Handlungsbedarf auf Grund der derzeitigen Regelungen

Umsetzung der Unbundlingbestimmungen:

Die EVU haben die derzeit vorgegebenen - für die Schaffung eines unabhängigen Verteilernetzbetreibers grundsätzlich ausreichenden - gesetzlichen Unbundlingvorschriften zwar umgesetzt, jedoch den vorhandenen gesetzlichen Interpretationsspielraum genutzt und Netzgesellschaften gegründet, die weder ausreichend Eigenpersonal noch die wirtschaftliche Verfügungsmacht über die für eine unabhängige Leistungserbringung erforderlichen Ressourcen besitzen. Der Handlungsspielraum der österreichischen Netzbetreiber beschränkt sich damit auf eine auf Dienstleistungsverträgen basierende Leistungserbringung.¹⁹¹ Dies ist jedoch für die Erlangung von tatsächlich unabhängigen Verteilernetzbetreibern unzureichend. Deshalb müssen die bestehenden Vorgaben klarer formuliert und dem Zweck entsprechend in ganz Europa umgesetzt aber auch entsprechend überwacht werden.

Einhaltung der Nichtdiskriminierung:

In Österreich befinden sich die Netzgesellschaften überwiegend hundertprozentig im Eigentum eines vertikal integrierten EVU. Da sowohl die Personalressourcen als auch das Nutzungsrecht an den Netzen durch Dienstleistungs- bzw. Pachtverträge zugekauft wurden, beschränkt sich die wirtschaftliche Leistungserbringung mit Eigenpersonal auf das Management der Netzgesellschaft und andere strategische Aufgabenbereiche. Auf Grund der mäßigen Ausstattung der Netzunternehmen mit Eigenpersonal gibt es eine Vielzahl von Dienstleistungsverträgen, mittels derer die Kernaufgaben des Netzbetreibers (Betrieb und Instandhaltung des Stromnetzes) zugekauft werden. Der Zukauf der Dienstleistungen erfolgt ausschließlich von verbundenen Unternehmen des Konzerns (EVU). Durch diese Dienstleistungsverträge kommt es besonders im Vertriebsbereich häufig zu Personalunionen (Vertrieb von Netzdienstleistungen und Energie). Damit ist die Gefahr groß, dass bei einem durchgeführten Preis- und Leistungsvergleich vor allem die verbundenen Unternehmen zum Zug kommen. Eine Diskriminierungsfreiheit ist daher nicht gegeben.

Unzureichendes Unbundling:

Die EVU haben das Unbundling - entsprechend den wenig konkreten nationalgesetzlichen Vorgaben - mehrheitlich lediglich formell umgesetzt, weshalb unabhängig agierende Netzbetreiber bisher die Ausnahme sind.¹⁹² Durch die unzureichende Trennung der integrierten EVU in personeller und organisatorischer Hinsicht und die im öffentlichen Auftritt vielfach fehlende Differenzierung zwischen Netzbetreiber und Lieferant wird es den Kunden schwer gemacht, zwischen den Aufgaben des Netzbetreibers und des Lieferanten zu unterscheiden (z. B. durch gleichen Marktauftritt, dieselben Unternehmensnamen bzw. gemeinsame Unternehmenskommunikation) womit u. a. künstliche Wechselbarrieren

¹⁹¹ Boltz: Tätigkeitsbericht (2010) 21

¹⁹² Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2009) 12

ren geschaffen werden. Laut Regulierungsbehörde sind die gesetzlichen Vorgaben nicht ausreichend, um proaktiv Entflechtung zu realisieren. Dies zeigt sich daran, dass kaum ein Verteilernetzbetreiber mit ausreichend physischen und finanziellen Ressourcen ausgestattet ist. Die EVU haben nicht wirklich voll funktionierende, eigenständige Netzgesellschaften gegründet, die ihre Geschäfte unabhängig führen können.¹⁹³

Überwachung des Unbundling:

Die Überwachung des Unbundling der Netzbetreiber liegt überwiegend im Zuständigkeitsbereich der Landesregierungen und nur untergeordnet bei der ECG. Laut Angabe der Länder, die auch Eigentümer der größten EVU sind, gibt es keine Hinweise auf Gesetzesverletzungen bei den Verteilernetzbetreibern.¹⁹⁴ Dabei handelt es sich jedoch um eine lediglich subjektive Einschätzung, konkrete Überprüfungen in den einzelnen Unternehmen wurden keine durchgeführt. Die ECG konnte sich allerdings im Rahmen der Ermittlungsverfahren zur Bestimmung der Systemnutzungstarife einen Überblick über den Stand der Umsetzung der Unbundlingbestimmungen verschaffen.

Die Landesregierungen haben ein Gleichbehandlungsprogramm und einen Gleichbehandlungsbericht zu erstellen. Der Aufforderung der ECG auf Übermittlung des Gleichbehandlungsberichtes kommen die Landesregierungen jedoch nur zögerlich nach bzw. setzen die darin vorgesehenen Maßnahmen nur teilweise um.¹⁹⁵ Die Überwachung des Unbundling durch die Landesbehörden beschränkt sich weitgehend darauf, den fristgerechten Eingang der Gleichbehandlungsprogramme der Unternehmen zu überwachen und diese Berichte an die ECG weiterzuleiten. Eine tatsächliche Überprüfung der von den Unternehmen festgelegten bzw. eine Initiierung von eigenen Maßnahmen findet kaum statt.

Die unzureichende Kontrolle des Unbundling führt zu einer Reihe von Problemen mit organisatorischen und personellen Verschränkungen (z. B. wenn Netz- und Energievertrieb in Personalunion betrieben werden), wechselseitigen Dienstleistungsbeziehungen, dem Umgang mit wirtschaftlich sensiblen Daten, unzureichender bzw. nicht vorhandener Datenmanagementkonzepte. Es ist unumgänglich, eine proaktive Kontrolle der Entflechtung vorzusehen. Denn nachdem in Österreich ausschließlich integrierte Unternehmen am Endverbrauchermarkt tätig sind, ist es nicht ausreichend, lediglich auf Beschwerden von Wettbewerbern zu reagieren.

Unzureichender Datenschutz:

Auch beim Datenschutz besteht noch Handlungsbedarf. So sollten die schützenswerten wirtschaftlich sensiblen Daten zunächst in den Gleichbehandlungsprogrammen definiert werden, bevor die Entwicklung von Datenzugriffskonzepten angegangen wird.¹⁹⁶ Dies wurde von den Unternehmen nur teilweise umgesetzt.

¹⁹³ Boltz: Auslegungsgrundsätze....Entflechtungsbestimmungen (2009) 19

¹⁹⁴ Boltz: Wettbewerb, quo vadis? (2008) 21

¹⁹⁵ Boltz: Tätigkeitsbericht (2010) 20

¹⁹⁶ Boltz: Marktbericht (2008) 23

Nachteile des Unbundling:

Verschärfte Bedingungen beim Unbundling bewirken zweifelsfrei einen bestmöglich diskriminierungsfreien Wettbewerb. Sie beinhalten jedoch auch erhebliche Risiken, vor allem für kleinere EVU. So dürfen nach erfolgtem Unbundling vom Netzbetreiber dem Vertrieb und umgekehrt keine kundenbezogenen Daten mehr zur Verfügung gestellt werden. Die Bereiche müssen diese nun jeweils selbst erfassen und verwalten. Es entstehen dadurch Doppelungen von Unternehmensprozessen sowie vermehrte Schnittstellen und jedenfalls der Verlust der in der Vergangenheit zum Zwecke der Effizienzsteigerung aufgebauten Marktsynergien.¹⁹⁷ Der Gesetzgeber hat zwar für kleine EVU eine Befreiung von der strengen Verordnung des Unbundling vorgesehen, davon profitieren jedoch lediglich Unternehmen mit weniger als 100.000 Kunden.

Pro und Contra der eigentumsrechtlichen Entflechtung:

Mit der von der EU favorisierten eigentumsrechtlichen Entflechtung (Ownership Unbundling), also die vollkommen eigentumsrechtliche Trennung des Netzes von den vor- und nachgelagerten Geschäftsbereichen, wäre es dem vertikal integrierten EVU nicht mehr gestattet, den Netzbetrieb über eine lediglich rechtlich selbständige Tochtergesellschaft (legal unbundling) fortzuführen.¹⁹⁸

Mit der eigentumsrechtlichen Entflechtung, die einer Enteignung gleichkommt, gibt es jedoch verfassungsrechtliche bzw. grundrechtliche Bedenken. In den meisten europäischen Staaten kann eine Enteignung nur unter strengen Voraussetzungen zum Wohle der Allgemeinheit vorgenommen werden und muss vom Staat entsprechend entschädigt werden (Art 14 Abs 3 GG). Somit müsste erst geklärt werden, ob dieser Eingriff in das Grundrecht gerechtfertigt ist und welcher Wert für eine Entschädigung der Anlagen angemessen ist. In der Regel müsste der volle Marktwert angesetzt werden, was sehr hohe Entschädigungszahlungen nach sich ziehen würde.

Grundsätzlich hat europäisches Recht Vorrang vor nationalem Recht, einschließlich nationalem Verfassungsrecht. Nachdem gemäß Art 17 Abs 1 der Grundrechtscharta die Eigentumsfreiheit im europäischen Recht als Grundrecht anerkannt ist, kann davon ausgegangen werden, dass sich der Europäische Gerichtshof (EuGH) bei der Behandlung dieses Themas an der Grundrechtscharta orientieren würde. Ebenso müsste in diesem Zuge klargestellt werden, wen die Entschädigungspflicht trifft, nach Art. 17 Abs. 1 Satz 2 der Charta die EU oder die Nationalstaaten (Österreich nach Art 5 StGG, Deutschland nach Art 14 Abs 3 GG).

Für eine eigentumsrechtliche Entflechtung spricht, dass die bisherigen Entflechtungsregelungen nur in unzureichendem Maße zu mehr Wettbewerb geführt haben und die staatliche Verantwortung für eine flächendeckende, sichere und günstige Energieversorgung im Rahmen der verfassungsrechtlichen Abwägung mehr Gewicht hat und ein Eingriff deshalb eher zu vertreten ist, als ein Eingriff in ein privates Eigentumsrecht, wie z. B. bei einem Grundstücksbesitzer.

¹⁹⁷ Seifert (2003) 228

¹⁹⁸ The Economist (2007) 57

Gegen die Einführung des Ownership Unbundling sprechen zahlreiche Stellungnahmen und Studien.¹⁹⁹ Aus einer Studie von A.T. Kearney geht hervor, dass Ownership Unbundling nicht unbedingt zu niedrigeren Preisen oder mehr Wettbewerb führen muss. In einem europäischen Vergleich wurde festgestellt, dass in Ländern mit Legal Unbundling die Preise wesentlich weniger stark stiegen und die Netzqualität höher war als in Ländern mit Ownership Unbundling.²⁰⁰

5.2.2 Neuerungen durch die Richtlinie 2009

Nachdem die angestrebte tatsächliche Entflechtung bis zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht erreicht ist, verschärfte die EU die Entflechtungsvorgaben in der 3. Binnenmarktrichtlinie nochmals.

Entflechtungsvorgaben:

Die Diskriminierungsproblematik ist jedoch beim Übertragungsnetzbetreiber zwingender als beim Verteilernetzbetreiber. Denn es bestehen nach wie vor Übertragungsengpässe im transeuropäischen Übertragungsnetz und die Gefahr der Einflussnahme durch Erzeuger, Versorger bzw. dem vertikal integrierten EVU ist beim Übertragungsnetzbetreiber weiterhin groß. Deshalb stellte die neue Binnenmarktrichtlinie primär auf die Verschärfung der Unbundlingvorschriften für den Übertragungsnetzbetreiber ab und stellte folgende Entflechtungsvarianten zur Auswahl.²⁰¹

- Eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling)

Gemäß Art 9 RL 2009 ist grundsätzlich der Übertragungsnetzbetreiber Eigentümer des Übertragungsnetzes. Die Übertragungsnetzgesellschaft ist vollkommen unabhängig vom vertikal integrierten EVU (Muttergesellschaft) durch Erfüllung der Anforderungen des Art 9 Abs 1 Lit b, c und d RL 2009 (keinerlei gegenseitige Einflussnahme, insbesondere bezüglich Kontrolle, Organbestellung in Management und Aufsichtsrat, Stimmrechte sowie Beteiligungsverhältnis).

Eine Ausnahme der Vorschreibung des Ownership Unbundling sieht Art 9 Abs 8 RL 2009 für jene Unternehmen vor, die am 3. September 2009 den Übertragungsnetzbetrieb vertikal integriert hatten. In diesen Fällen muss der Mitgliedstaat unter folgenden zwei Entflechtungsvarianten wählen:

- Unabhängiger Netzbetreiber (Independent System Operator, ISO)

Benennt der Mitgliedstaat auf Vorschlag des Eigentümers und durch Zustimmung der EU-Kommission einen "unabhängigen Netzbetreiber" gemäß Art 13 RL 2009, darf das vertikal integrierte Unternehmen (Mutterunternehmen) weiterhin Eigentümer des Netzes (Übertragungsnetz und Verteilernetz) bleiben. Der Netzbetrieb wird jedoch von der Netzgesellschaft (Kombinatzbetreiber) wahrgenommen, die vollkommen unabhängig vom vertikal integrierten EVU ist und die Anforderungen des Art 9 Abs 1 Lit b, c und d RL 2009 erfüllt. Um die völlige Unabhängigkeit zu gewährleisten, hat die

¹⁹⁹ Storr (2008) 8-18 sowie Baur, Pritzsche, Klauer (2006) 99

²⁰⁰ Hauck (2008)

²⁰¹ Steger, Büdenbender, Feess, ... (2008) 186 sowie Hörnschemeyer (2008) 2-3

Netzgesellschaft über die erforderlichen finanziellen, technischen, personellen und materiellen Ressourcen zu verfügen. Weiters ist der Unabhängige Netzbetreiber verpflichtet, einen 10-jährigen Netzentwicklungsplan umzusetzen.

- Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber (Independent Transmission Operator, ITO)

Alternativ hat der Mitgliedstaat einen “unabhängigen Übertragungsnetzbetreiber“ gemäß Kapitel V RL 2009 zu benennen. Der Übertragungsnetzbetreiber muss dabei gemäß Art 17 Abs 1 Lit a, b, c und d RL 2009 über alle personellen, technischen, materiellen und finanziellen Ressourcen verfügen, um seine Geschäftstätigkeit unabhängig vom vertikal integrierten EVU wahrnehmen zu können.

Die Mitgliedstaaten haben mit dem ISO- und ITO-Modell somit zwei Optionen, damit die Netzbetreiber ihre Netze als ihr Eigentum behalten können.

Die EU hat in der neuen Binnenmarktrichtlinie auf die zwingende Vorgabe der im Vorfeld favorisierten eigentumsrechtlichen Entflechtung verzichtet und neben den primär für die Entflechtung des Übertragungsnetzes zur Verfügung gestellten Varianten (Ownership Unbundling, Unabhängiger Übertragungsnetzbetreiber oder Unabhängiger Netzbetreiber) für das Verteilernetz lediglich eine leichte Verschärfung der Entflechtungsvorgaben vorgesehen.²⁰² Denn die EU ist der Meinung, dass erst die bestehende rechtliche und funktionelle Entflechtung (ab dem 01.07.2007 für alle verpflichtend) ordnungsgemäß umgesetzt, klarer formuliert und genau überwacht werden sollte, bevor eine weitere Verschärfung zu diskutieren notwendig wird.²⁰³

Verstärkung der Unabhängigkeit der Verteilernetzbetreiber:

Um die tatsächliche Entscheidungsfreiheit in Bezug auf Betrieb, Instandhaltung bzw. Ausbau des Verteilernetzes zu gewährleisten, muss gemäß Art 26 Abs 2 Lit c RL 2009 sichergestellt werden, dass der Verteilernetzbetreiber für die Erfüllung seiner Aufgaben über die erforderlichen Ressourcen einschließlich personeller, technischer, materieller und finanzieller Ressourcen verfügt.²⁰⁴

Die Richtlinie 2009 sieht auch die Schärfung der eigenen Identität des Verteilernetzbetreibers durch entsprechende Kommunikationsformen und Markenpolitik vor (z. B. Branding-Aktivitäten, Soft-Factors wie Logo und Kommunikationspolitik), um Verwechslungen mit dem vertikal integrierten EVU entgegenzuwirken (Art 26 Abs 3 RL 2009).

Weitere Neuerungen sind die Stärkung des Gleichbehandlungsmanagements und dass die Vorgaben der EU-Kommission künftig rechtlich bindend sind.

²⁰² Finger, Y (2007) 12 sowie Schmidt, Püls-Schlesinger (2009) 3

²⁰³ Wejwoda, 2008, 9-14

²⁰⁴ Boltz: Tätigkeitsbericht (2010) 21

5.2.3 Künftige Herausforderungen

Die 3. Binnenmarktrichtlinie sieht für Verteilernetzbetreiber zwar keine wesentliche Verschärfung der Unbundlingvorschriften vor.²⁰⁵ Die EU-Kommission vertritt jedoch nach wie vor die Meinung, dass die derzeitigen Unbundlingvorschriften (buchhalterisches, informatorisches, funktionales und rechtliches Unbundling) nicht ausreichen, um die Entwicklung eines echten europäischen Wettbewerbsmarktes für Elektrizität sicherzustellen, da kein diskriminierungsfreier Zugang zu Informationen garantiert werde, die geltenden Entflechtungsregeln die Anreize zur Diskriminierung beim Netzzugang nicht beseitigen und die Investitionsanreize zum Netzausbau verzerrt werden.²⁰⁶ Somit könnte die Kommission künftig auch für die Verteilernetzbetreiber das von ihr favorisierte **Ownership Unbundling** vorsehen. Das Ownership Unbundling zwingt den Netzbetreiber jedoch zur Aufgabe des Eigentums und stellt damit einen Eingriff in das Grundrecht auf Eigentum dar (Legalenteignung).²⁰⁷

Eine Enteignung ist gemäß Art 5 StGG bzw. Art 1 1.ZP EMRK ein "Jedermannsrecht" und nur zulässig, wenn bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind, wie die gesetzliche Determinierung, das öffentliche Interesse sowie die Verhältnismäßigkeit der Enteignung.

Verhältnismäßigkeitsgrundsatz:

Die Verhältnismäßigkeit einer Enteignung ist gegeben, wenn im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung die Kriterien öffentliches Interesse, Tauglichkeit, Erforderlichkeit und Angemessenheit ausnahmslos erfüllt werden. Die Entscheidung, ob eine Enteignung im öffentlichen Interesse liegt, unterliegt jedoch dem rechtspolitischen Spielraum.

- Die Tauglichkeit (Eignung) einer Enteignung ist gegeben, wenn die Maßnahme auch geeignet ist, das verfolgte Ziel zu erreichen. Eines der Ziele einer vollkommenen Entflechtung ist die Förderung des Netzausbaues. Eine Aufspaltung in einzelne und damit kleinere Unternehmen würde die Finanzierungskraft und Kreditwürdigkeit dieser Unternehmen schwächen, was die Investitionen ins Netz jedoch erschweren würde. Damit ist das Kriterium der Tauglichkeit nicht erfüllt.
- Die Erforderlichkeit einer Enteignung ist gegeben, wenn das gelindeste Mittel für die Zielerreichung angewendet wurde. Dieses Kriterium kann nicht als erfüllt angesehen werden, da die bestehenden Entflechtungsregelungen noch nicht von allen Mitgliedsstaaten umgesetzt wurden und deshalb die Wirkung der Binnenmarktrichtlinie 2003 auf Grund von fehlenden Erfahrungen zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht beurteilt werden kann.
- Die Angemessenheit (Adäquanz) einer Enteignung ist gegeben, wenn zwischen dem öffentlichen Interesse und der Grundrechtseinschränkung eine angemessene Relation besteht. Gemäß Art 50 MRK ist bei einer gesetzlich erlaubten Enteignung eine angemessene Entschädigung vorzusehen.

²⁰⁵ Schmidt, Püls-Schlesinger (2009) 3

²⁰⁶ Freshfields, Bruckhaus, Deringer (2007) 2

²⁰⁷ Wejwoda (2008) 13 sowie Steger, Büdenbender, Feess,... (2008) 188

Dieses Kriterium ist nicht erfüllt, da bei einem Verkauf des Netzes unter Zeitdruck (vorgegebener Termin) die Erzielung eines angemessenen Preises nicht möglich ist.

Die Verhältnismäßigkeitsprüfung ergibt, dass die durch ein Ownership Unbundling hervorgerufene erzwungene Enteignung einen unzulässigen Eingriff in das Grundrecht auf Eigentum darstellt.

Auch wenn es bei der Umsetzung der Unbundlingvorschriften vereinzelte Rechtsverstöße gibt, darf dies noch kein Grund sein, eine generelle Enteignung einzuführen. Wie eine Untersuchung von A.T. Kearney ergab, können die mit dem Ownership Unbundling angestrebten Ziele auch mit gelinderen Mitteln erreicht werden, wie z. B. die vollständige Umsetzung der Richtlinie 2003, die Intensivierung der Regulierungsaufsicht bzw. die Schaffung von wirksamen Investitionsanreizen.²⁰⁸

Die generelle Anordnung des Ownership Unbundling verstößt auch gegen den Gleichheitssatz (Staatsbürgerrecht) gemäß Art 7 Abs 1 B-VG, Art 2 StGG, Art 66 Abs 1 und 2 sowie Art 67 StV v St. Germain, demzufolge Regelungen sachlich gerechtfertigt sein müssen (Gebot sachlicher Differenzierungen). Es ist sachlich nicht gerechtfertigt, dass alle vertikal integrierten EVU, unabhängig davon ob ein konkretes Unternehmen den Wettbewerb behindert hat oder nicht, zum Ownership Unbundling verpflichtet werden.

Wie die Entflechtungsvorgaben schlussendlich auch lauten mögen, sollte jedenfalls sichergestellt werden, dass strukturelle Interessenskonflikte ausgeschaltet und Entscheidungen über Investitionen im Infrastrukturbereich unabhängig von übergeordneten Konzerninteressen getroffen werden.

Weiters ist zu bedenken, dass auch künftige regulatorische Unsicherheiten und die damit verbundene weitere Verzögerung von notwendigen Investitionen in die Infrastruktur, negative Auswirkungen auf den Wirtschaftsstandort Österreich haben.

5.3 Anreizregulierung

Auch wenn die bereits für die 1. Regulierungsperiode gesetzten Maßnahmen zur Weiterentwicklung der Netzregulierung Verbesserungen bewirkt haben, sind für die Sicherung eines nachhaltigen Wettbewerbs weitere Maßnahmen, auch im Regulierungssystem, notwendig.²⁰⁹ Deshalb wurde, auf den Erfahrungen der 1. Regulierungsperiode aufbauend, das Regulierungssystem angepasst. Die Basis für das neue Regulierungssystem bilden das Letter of Intent II (LOI II) bzw. die SNT-VO 2010, die eine Reihe von Änderungen für die 2. Regulierungsperiode einschließlich des Übergangs von der 1. zur 2. Regulierungsperiode brachten. Diese Neuerungen (z. B. Einführung Investitions- u. Kostenfaktor, Umsetzung Carry Over, Neuermittlung des WACC) stellen teilweise große Herausforderungen bei der Einarbeitung in das bisherige Regulierungsmodell dar. Im Folgenden wird auf diese noch umzusetzenden Regelungen eingegangen:

²⁰⁸ Hauck (21.1.2008)

²⁰⁹ Boltz: Marktbericht (2008) 23

5.3.1 Handlungsbedarf auf Grund der derzeitigen Regelungen

Rechtsgültigkeit des Regulierungssystems:

Die Systemnutzungstarife werden auf Grundlage von § 25 ElWOG iVm § 55 ElWOG durch Erlassung der jeweils gültigen SNT-VO durch die ECK festgelegt. Das in Österreich praktizierte Anreizregulierungssystem basiert jedoch zum Teil auf den zwei Vereinbarungen (Absichtserklärungen) LOI I und LOI II zwischen der ECG und dem VEÖ, die nicht auf der geforderten Rechtsgrundlage basieren. Wenn nun ein Verteilernetzbetreiber als Rechtsmittel der Anfechtung den gemäß vorstehender Bestimmungen des ElWOG möglichen Weg eines Antrages auf Festsetzung der Systemnutzungstarife an die ECK wählt, könnte das Gesamtsystem der Anreizregulierung in Frage gestellt werden. Deshalb empfiehlt der VEÖ seinen Mitgliedern, evtl. bereits eingebrachte Anträge zurückzuziehen und gemeinsam mit dem VEÖ und der ECG eine Lösung zu erarbeiten.²¹⁰

Datenerhebung:

Um das Problem der Datenerhebung zu beseitigen, wurde im LOI II ein laufendes Monitoring der jährlichen Daten der Verteilernetzbetreiber unter adäquater Fristsetzung vorgesehen, das für die Datenerhebung ein vereinfachtes Verfahren vorsieht. In das Regulierungssystem fließen grundsätzlich die letzt verfügbaren geprüften Daten ein. Für die Mengenermittlung werden somit die verfügbaren Mengen des letzten Geschäftsjahres berücksichtigt. Jedoch fließen diese Daten, die in der Regel bereits 2 Jahre alt sind, ohne Hochrechnung in die Regulierungsformel für die Tarifierung ein. Dies wird in der Literatur auch als T-2 Problem bezeichnet.²¹¹

5.3.2 Noch umzusetzende Neuerungen für die 2. Regulierungsperiode

Wie bereits erläutert ist das Regulierungssystem mit dem Übergang von der 1. in die 2. Regulierungsperiode angepasst worden. Dabei sind jedoch noch nicht alle Änderungen umgesetzt worden. So erfolgte die Umsetzung des Carry Over erst in einem ersten Schritt und die Einführung des Investitions- und Betriebskostenfaktors soll mit der Tarifierung 2011 erfolgen.

Carry Over:

Die Ermittlung des “Carry Over“ für die Weitergabe eines Teils der zusätzlichen Effizienzgewinne an den Kunden erfolgt auf Basis von zwei Detailanalysen. Auf Basis der 1. Detailanalyse für die 1. Regulierungsperiode konnte bereits mit Übergang in die 2. Regulierungsperiode (ab 01.01.2010) den Netzkunden ein Teil (25%) der Zusatzgewinne der 1. Regulierungsperiode weitergegeben werden.²¹²

²¹⁰ Boltz, Anzengruber, Schmidt (2009) 2 und 17

²¹¹ Boltz, Anzengruber, Schmidt (2009) 16

²¹² Boltz: Tätigkeitsbericht (2010) 19

Das Carry Over für das Ende der Anreizregulierung wird analog der Vorgangsweise für die 1. Regulierungsperiode durch Barwertermittlung der Differenz zwischen der Kostenvorgabe (Kostenpfad) und den Istkosten (lineare Interpolation) ermittelt. D. h., die über die Dauer der Anreizregulierung (8 Jahre) ermittelten Kostendifferenzen werden mittels Barwertformel auf einen Endwert hochgerechnet.

Die Istkosten basieren so weit verfügbar auf geprüften Kosten sowie auf durch lineare Interpolation hochgerechneten Kosten für die restliche Zeit der Anreizregulierung. Bei der Ermittlung des Barwertes wird ein Zinssatz von 4.95% angewandt. Dies entspricht einem der derzeitigen ökonomischen Situation entsprechenden Fremdkapitalzinssatz (Effizienzgewinne sind Fremdkapital). Das ermittelte Carry Over wird - unter Berücksichtigung des bereits an die Kunden weiter gegebenen Anteils beim Wechsel von der 1. zur 2. Regulierungsperiode - je zur Hälfte zwischen dem Verteilernetzbetreiber und den Netzkunden aufgeteilt. Die Weitergabe des Carry Over an den Kunden erfolgt unter Berücksichtigung der nachfolgenden Regulierungssystematik aufgeteilt auf die nachfolgenden Jahre.

Für die Ermittlung des Carry Over werden Kosten miteinander verglichen. Deshalb musste bei der Bestimmung der Kostenbasis für die Ermittlung des Carry Over die selbe Vorgangsweise gewählt werden wie für die Bestimmung der Startkosten der Anreizregulierung (alte Vorgangsweise zur Bestimmung von WACC, Kapitalbasis, etc.). Die Kostenbasis für die Ermittlung des Carry Over ist damit eine andere als die für die Tarifierung 2010, für die geänderte Parameter gemäß LOI II zur Anwendung kamen.

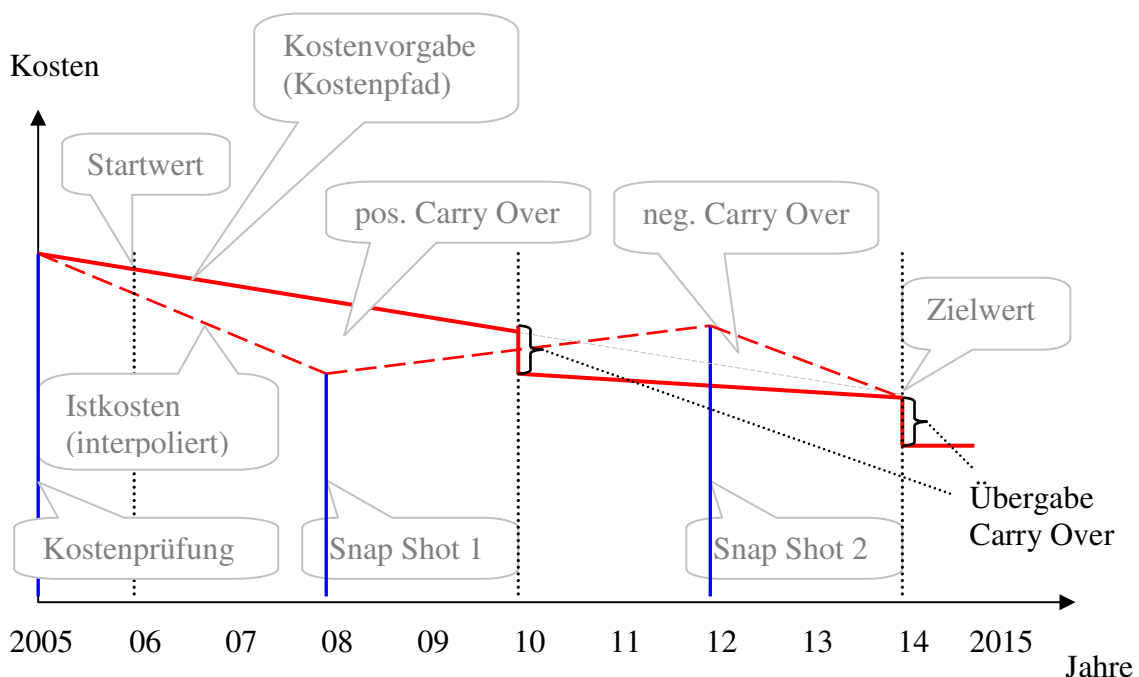


Abbildung 21: Funktionsweise des Carry Over ²¹³

²¹³ Boltz, Anzengruber, Schmidt (2009) 4

Investitions- und Betriebskostenfaktor:

Um die Kostenänderung auf Grund der Investitionstätigkeit sowie der Versorgungsaufgabe eines Verteilernetzbetreibers zu berücksichtigen, wird für die Tarifierung ab voraussichtlich 01.01.2011 ein Investitions- und Betriebskostenfaktor eingeführt.²¹⁴ Dieser berücksichtigt sowohl die durch Investitionen ins Verteilernetz beeinflussten Kapitalkosten wie auch die Beeinflussung der Betriebskosten durch Mengenänderung (neue Kunden bzw. Netzanlagen).²¹⁵

Der Investitions- und Betriebskostenfaktor soll einen direkten Bezug zwischen zusätzlich tarifrelevanten Kosten und der Ausweitung der Unternehmenstätigkeit schaffen.

Der **Investitionskostenfaktor** wird auf Basis der letzt verfügbaren Kapitalkosten (Abschreibungen und Finanzierungskosten des Jahres 2009) ermittelt. Auf diese ergeht ein individueller Produktivitätsabschlag für die bis zum Jahr 2005 investierten Anlagen (bisher wurde auch ein genereller Produktivitätsabschlag berücksichtigt). Auf die Kapitalkosten für die ab 2006 investierten Anlagen werden generell keine Zu- und Abschläge (Netzbetreiberindex, Kapitalanpassungsfaktor) mehr berücksichtigt, da ab diesem Zeitpunkt von einer effizienteren Investitionstätigkeit aller Netzbetreiber ausgegangen wird.

Als zusätzlicher Anreiz zu Investitionen (Investitionsförderung) wird für Anlagenzugänge ab 2009 ein Zuschlag (Mark-up) von 1,05% zum Kapitalkostensatz (WACC) gewährt. Dies entspricht einer Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung um 2,5% (bei einem Eigenkapitalanteil von 40%).²¹⁶ Um ausschließlich erforderliche Investitionen zu fördern, kann der Investitionsfaktor auch einen negativen Wert annehmen, welcher durch die Einführung eines entsprechenden Deckels aber abgefedert wird. Damit sollen die notwendigen finanziellen Mittel zur Substanzerhaltung der Verteilernetze gesichert und auch langfristig eine Verbesserung der Versorgungsqualität erreicht werden.

Mit der Einführung des **Betriebskostenfaktors** soll die Entwicklung der Betriebskosten nicht mehr durch die Stromabgabemenge, sondern durch die Entwicklung der physischen Netzanlagen (Berücksichtigung der gemäß Benchmarking gewichteten Systemlänge) und Anzahl der Kunden (Berücksichtigung der Anzahl der Zählpunkte) abgebildet werden.

Damit sollen Betriebskostenänderungen möglichst abhängig von den relevanten Kostentreibern abgebildet werden können. Zu Berücksichtigen ist, dass dabei lediglich Zählpunkte von tatsächlich neuen Kunden berücksichtigt und Leitungsrückbauten in Mittel- und Hochspannungsnetzen mit 0 gedeckelt werden. Zur Ermittlung des Betriebskostenfaktors wird stets ein Vergleich zum Basisjahr 2008 vorgenommen. Im Gegensatz zur Regelung in der SNT-VO 2006 wird dabei auch ein evtl. negativer Wert für den Betriebskostenfaktor berücksichtigt.

²¹⁴ Boltz, Anzengruber, Schmidt (2009) 9

²¹⁵ Boltz: Tätigkeitsbericht (2010) 20

²¹⁶ Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 62

5.3.3 Künftige Herausforderungen

Die Richtlinie 2003 wurde bereits durch die Richtlinie 2009 ersetzt, die bis zum Jahr 2011 in nationales Recht umzusetzen ist (ElWOG III) und eine Reihe von Änderungen im Regulierungssystem mit sich bringen wird.

Auch mit dem LOI II wurde eine Anpassung des künftigen Regulierungssystems vorgenommen. Denn ein Mangel des bisherigen Regulierungssystems war es, dass kein ausreichender Anreiz für erforderliche Investitionen ins Verteilernetz vorhanden war.²¹⁷

Das überarbeitete Regulierungsmodell für die zweite Regulierungsperiode sieht nun vor, dass die Netzbetreiber mit einer Anerkennung ihrer Netzinvestitionen rechnen können, indem sie für über das Ausmaß der Abschreibungen hinaus gehende Investitionen eine finanzielle Abgeltung bekommen.²¹⁸ Daneben wird dem Netzbetreiber durch die Regelung des “carry over“, nach dem der Netzbetreiber die Hälfte seiner zusätzlichen Effizienzgewinne einbehalten kann, ein zusätzlicher Anreiz zu stetigen Effizienzsteigerungen geboten.

Wenn die künftige Entwicklung jedoch zeigen sollte, dass Kostensenkungen immer noch nicht durch erhöhte Kosteneffizienz sondern durch reduziertes Investitionsverhalten zustande kommen, muss das Regulierungssystem in der Weise geändert werden, dass die Kunden mehr am Effizienzgewinn (Carry Over) beteiligt werden.

Die neuen Regelungen sehen auch vor, dass nennenswerte außerordentliche Entwicklungen während der 2. Regulierungsperiode direkt in den alljährlichen Ermittlungsverfahren zu berücksichtigen sind. Weiters sieht das LOI II für die Gestaltung des Regulierungssystems nach der achtjährigen Anreizregulierung vor, dass die ECG und der VEÖ vor Ablauf der 2. Regulierungsperiode ein Konzept über die Regulierung der Systemnutzungstarife ab 01.01.2014 bzw. die Überführung des Anreizregulierungssystems ausarbeiten werden.

5.4 Zukünftige Schwerpunkte

Wie die Dynamik in den rechtlichen Grundlagen zeigt, unterliegen die Vorschriften zur Energiewirtschaft bzw. zum Betrieb von Verteilernetzen einer stetigen Anpassung, um die jeweils gewonnenen Erfahrungen für eine Verbesserung der Regulierung zu nutzen.²¹⁹

5.4.1 Schutz des Kunden

In den für eine Weiterentwicklung der Liberalisierung derzeit vorliegenden Vorschlägen der EU-Kommission (Richtlinien und Verordnungen) ist u. a. die Erlassung von verbindlichen Leitlinien vorgesehen. Dabei sollen – neben den bereits in dieser Arbeit behandelten Themenschwerpunkten Regu-

²¹⁷ Mayer (2003) 32

²¹⁸ Brandstätter, Ometzberger, Riebler (2009) 23

²¹⁹ Steger, Büdenbender, Feess, ... (2008) 85

lator, Unbundling und Netzregulierung – der Verbraucherschutz ausgebaut werden. Dies ist durch die Aufnahme von Teilen der unverbindlichen Charta für Energieverbraucher in die neue Binnenmarktrichtlinie vorgesehen, die damit rechtsverbindlichen Charakter erhält.²²⁰

Zu den Maßnahmen zum Schutz der Netzkunden gehören die Absicherung ihrer Rechte im liberalisierten Energiemarkt, eine laufende Wettbewerbskontrolle durch den Regulator, verbesserte Informationen auf Rechnungen sowie die kostenlose zur Verfügung Stellung der Verbrauchsdaten an die Kunden.²²¹ Letzteres soll durch die Einführung von intelligenten Zählern (Smart Meter) erfolgen. Für eine erfolgreiche Einführung von Smart Metering bedarf es jedoch geeignete Rahmenbedingungen, wie eine entsprechende Vorlaufzeit sowie die Anerkennung der diesbezüglichen Kosten als Netzkosten, die in den Netztarifen berücksichtigt werden können (es wird für Österreich mit Gesamtkosten von über 1 Milliarde Euro gerechnet).²²²

Das 3. Richtlinienpaket sieht nicht nur für Konsumenten mehr Schutzrechte vor, sondern auch für kleine gewerbliche Unternehmen. Zu diskutieren wäre, ob für kleine Gewerbeunternehmen, die sich in der Regel kaum von Konsumenten (Haushaltskunden) unterscheiden, nicht die gleichen Schutzrechte als wie für Konsumenten gelten sollen.

Die Erlassung der verbindlichen Leitlinien ist im Rahmen des Komitologie-Verfahrens, und dabei zum großen Teil im Rahmen des Regelungsverfahrens mit Kontrolle, vorgesehen.²²³ Der Umfang und deren Inhalt der durch das Komitologie-Verfahren hervorgerufenen Kompetenzverschiebung zur EU-Kommission sind bedeutend. Dies widerspricht dem Beschluss des Rates vom 17.07.2006 zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der von der Kommission übertragbaren Durchführungsbefugnisse (2006/512/EG), der das Regelungsverfahren mit Kontrolle nur für unwesentliche Bestimmungen für zulässig erklärt.

Das „Komitologie-Verfahren“ beginnt mit einem Entwurf der EU-Kommission über Maßnahmen, wie ein beschlossener EU-Rechtsakt umzusetzen ist. Zu diesem Entwurf kann der Komitologie-Ausschuss, der aus Vertretern der nationalen Ministerien sowie ausgewiesene Experten besteht, eine Stellungnahme abgeben.

Das „Regelungsverfahren mit Kontrolle“ soll den Einfluss des Europäischen Parlaments gegenüber den Komitologie-Ausschüssen stärken indem das Europäische Parlament über Veto-rechte zu den Kommissionsvorschlägen hat.

²²⁰ Schmidt, Püls-Schlesinger (2009) 8

²²¹ Ometzberger, Boltz: Pressegespräch (2009) 11 und 12

²²² Brandstätter (24.3.2009) 1

²²³ Schmidt, Püls-Schlesinger (2009) 2, 4, 5

5.4.2 Versorgungsqualität

Die Gefahr, dass die Netzbetreiber Kostenminimierung zu Lasten von erforderlichen Netzinvestitionen betreiben, sollte durch Überarbeitung der Netztarifregulierung (LOI II) beseitigt worden sein. Denn die neue Regelung sichert nicht nur die Finanzkraft der Netzgesellschaften, sondern sie legt auch die Grundlage für künftige Netzinvestitionen. Damit stehen den erforderlichen Netzinvestitionen in Österreich - die sich bis 2020 auf ca. 5 Milliarden Euro belaufen - nichts entgegen, zumal die derzeitige Verzinsung des Eigenkapitals ca. 10% (vor Steuern) beträgt.²²⁴ Lediglich die Beibehaltung des generellen Produktivitätsabschlages (Frontier Shift) von 1,95% pro Jahr, der laut den Netzbetreibern einer der höchsten Abschlüsse im europäischen Vergleich sein soll, ist kritisch zu betrachten. Denn ein zu hoher Abschlag könnte den Investitionsanreiz wieder kompensieren. Ob die Höhe dieses Abschlages den aktuellen Verhältnissen noch entspricht, sollte zumindest für die Gestaltung des Regulierungsmodells ab 2014 untersucht werden.

Es ist sehr wichtig, dass die derzeitigen bzw. vor der Umsetzung stehenden Regelungen Wirkung zeigen, denn eine nochmals mehrjährige Entwicklungsphase können sich die Staaten bzw. die EU nicht leisten. Die notwendigen Investitionen werden schon länger verschoben, weil kaum abschätzbar war, wie sich die Rechtslage in den nächsten Jahren verändert.²²⁵

Eine Gefährdung der Versorgungsqualität durch Einsparungen bei den Netzinvestitionen könnte aus gegenwärtigen Zielkonflikten politischer Natur resultieren, die auch problematisch für die künftige Entwicklung der Verteilernetzbetreiber sind.²²⁶

Einer dieser Zielkonflikte resultiert aus dem Ausbau sowie der Förderung von Ökostromeinspeiseanlagen (Kleinwasserkraftanlagen, Biogasanlagen, Windkraftanlagen, Fotovoltaikanlagen, etc.), die gemäß Art 3 Abs 2 und 8 RL 2009 von der EU vorgesehenen und vorgeschrieben sind. Der Ausbau und die Förderung von Ökostromanlagen werden zwar unbestritten begrüßt, die Aufbringung der Kosten für die Förderung dieser Anlagen werden jedoch gemäß §§ 22 Ökostromgesetz (BGBl I Nr. 105/2006) neben den Stromlieferanten auch den Netzbetreibern aufgebürdet, die diese von ihren Netzkunden durch Verrechnung einer jährlichen Zählpunktpauschale (z. B. Netzebene 7: € 15,-, Netzebene 5: € 3.300,-) einzuheben und vierteljährlich an die Ökostromabwicklungsstelle abzuführen haben.

Wenn die dem Netzbetreiber für die Verwaltung dieser Aufgabe aufkommenden Kosten nicht bei der Netztarifprüfung (Geltendmachung der Netzkosten) anerkannt werden und der Netzbetreiber diese somit nicht weiterverrechnen kann, drohen ihm zusätzlich zu den Kostenvorgaben aus der Regulierung weitere Belastungen, die zu den vorstehend befürchteten Einsparungen bei den Netzinvestitionen führen könnten.

²²⁴ Brandstätter, Ometzberger, Riebler, (2009)

²²⁵ ECG (2008) 5

²²⁶ Brandstätter (2009) 1-2 sowie Diekmann, Ziesing, Leprich (2006) 62

6. Schlussbemerkung

Der Elektrizitätswirtschaft kam als Infrastruktursystem resp. als Netzwirtschaft mit der Eigenschaft eines natürlichen Monopols und auf Grund ihrer volkswirtschaftlichen Schlüsselrolle schon immer eine besondere Bedeutung zu. Aus diesem Grund entschied sich die EU bereits Anfang der 90er Jahre für eine Öffnung dieses Wirtschaftszweiges, um die Marktmacht der EVU zu brechen und wettbewerbsabhängige Marktpreise, einen diskriminierungsfreien Netzzugang sowie eine hohe Versorgungsqualität zu ermöglichen. Dazu war eine Neu-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft erforderlich, die eine De-Regulierung der Bereiche Erzeugung und Vertrieb sowie eine Re-Regulierung des monopolistischen Netzbereiches vorsah. Dabei wurde der monopolistische Netzbereich aus den vertikal integrierten EVU herausgetrennt (Unbundling), ein Regulator für die Aufsicht und Umsetzung der Liberalisierung geschaffen sowie eine möglichst anreizorientierte Netztarifregulierung angestrebt.

Nach einer Zeit, in der die österreichischen EVU auf Grundlage des 2. VStG als öffentliche Regionalmonopole mit einer amtlichen Preisfestsetzung geführt wurden, entwickelte sich langsam eine Preisregulierung, um Monopolgewinne zu verhindern und die Wohlfahrt zu sichern.

Mit dem Beitritt Österreichs zur EU im Jahre 1996 wurden die von der EU in der Binnenmarktrichtlinie 1996 bereits erlassenen Liberalisierungsvorgaben für Österreich bindend. Auf Grundlage der diesbezüglichen nationalen Umsetzung im ElWOG 1998 begann die Strommarktliberalisierung auch in Österreich. Die Bestimmung der Netztarife erfolgte dabei auf Basis einer kostenbasierten Regulierung durch den zuständigen Bundesminister. Um Transparenz und Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten, sah die Neu-Regulierung der Elektrizitätswirtschaft die Entflechtung der EVU vor (Unbundling).

Der zweite wesentliche Schritt im Rahmen der österreichischen Strommarktliberalisierung erfolgte auf Grundlage des EnLG 2000 (ElWOG II) und dem E-RBG, die eine Öffnung des Strommarktes für alle Marktteilnehmer ab dem 1.10.2001 und die Einrichtung des Regulators in Form der zwei Regulierungsbehörden ECK und ECG vorsahen.

Mit 1.1.2006 trat in Österreich auf Grund der Nachteile der bisherigen kostenorientierten Netztarifregulierung auf Grundlage der Binnenmarktrichtlinie 2003, dem ElWOG 2006 sowie dem LOI I und der SNT-VO 2006 eine Anreizregulierung in Form einer hybriden Preisobergrenzenregulierung in Kraft. Den EVU wurde für die Effizienzzielerreichung (100% effizient) eine Dauer von gesamt 8 Jahren (2 Regulierungsperioden á 4 Jahre) eingeräumt.

Die Richtlinie 2003 (Beschleunigungsrichtlinie) war ein wesentlicher Schritt zur Weiterentwicklung des Strombinnenmarktes, sie reichte jedoch noch nicht aus, um auch in allen Mitgliedsstaaten einen diskriminierungsfreien Netzzugang sowie vergleichbar wirksame Regulierungsbehörden zu schaffen.

Mit der Verabschiedung der Binnenmarktrichtlinie 2009, die bis zum Jahre 2011 in nationales Recht (EIWOG III) umgesetzt werden muss, sollen die letzten Hemmnisse zu einem voll funktionierenden Strombinnenmarkt beseitigt werden. Sie sieht vor allem Verbesserungen im Bereich des Regulators vor (Kompetenzverteilung, Unabhängigkeit, Durchsetzbarkeit, Organisation, etc.). Bezüglich des Unbundling herrscht überwiegend die Ansicht, dass die vollständige und einheitliche Umsetzung der bestehenden Vorgaben für Verteilernetzbetreiber ausreichend sein müsste. Das System der Netztarifregulierung wurde bereits angepasst (Anerkennung Netzinvestitionen und Ausbau der Anreizwirkung durch Investitions- und Betriebskostenfaktor, Carry Over, etc.) und ist im LOI II sowie der SNT-VO 2010 beschrieben. Weiters sieht die neue Richtlinie Verbesserungen im Bereich des Verbraucherschutzes vor (Einrichtung Beschwerdestelle, Verbesserung Monitoring, Ausbau Rechtsschutz, etc.).

Der österreichische Gesetzgeber setzte die Verteilernetzbetreiber durch das freiwillige Vorziehen der Regulierungsvorgaben unnötig zusätzlich unter Druck. Dennoch kann die Regulierung der Verteilernetzbetreiber als positiv und fortschrittlich und damit als Erfolg bezeichnet werden. Als Nachteil sind die durch das Unbundling vorgeschriebene Trennung der zuvor unter synergiaspekten vorgenommenen Bündelung der Unternehmensprozesse sowie der durch die Regulierung resultierende erhebliche Mehraufwand zu erwähnen, der den Unternehmen ein zusätzliches Aufgabengebiet, das Regulierungsmanagement, aufbürdet. Hauptaufgabe des Regulierungsmanagements ist es, sich mit den juristischen, betriebswirtschaftlichen und technischen Fragen im Rahmen der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft zu befassen, diesbezüglich die betroffenen Fachbereiche zu beraten und als Schnittstelle zwischen Unternehmen und Regulator zu agieren.²²⁷

Auch wenn die - entsprechend den mit den bisherigen Vorgaben gemachten Erfahrungen - angepassten Regulierungsvorgaben nun das Ziel eines vollkommenen Strombinnenmarktes nahe bringt, werden die Vorgaben auch künftig den aktuellen Gegebenheiten – auch wenn nicht mit der bisherigen Dynamik - weiter angepasst werden müssen. Das Ausmaß und Tempo der Änderungen der Rahmenbedingungen wird auch in Zukunft schwer abschätzbar bleiben und somit eine große Herausforderung für die Verteilernetzbetreiber darstellen.

²²⁷ Pricewaterhouse Coopers (2008) 267, 298

Literaturverzeichnis

Ajodhia, V.; Petrov, K.; Scarsi, G.C.: Benchmarking and Its Applications. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft - Köln: Uni Köln – Dezember 2003

Baur, Jürgen F.; Prithsche, Kai U.; Klauer, Stefan: Ownership Unbundling. Wesen und Vereinbarkeit mit Europarecht und Verfassungsrecht. In: Veröffentlichungen des Instituts für Energierecht an der Universität zu Köln, Band 121 – Köln: Nomos - 2006

Beutin, N.; Paul, A.; Schröder, N.: Marketing in Energieversorgungsunternehmen. Instrumente und Erfolgsfaktoren in Zeiten der Deregulierung – Mannheim: Universität Mannheim - 2001

Blank, Jürgen E.; Germann, Julia; Scherer, Bastian: Aktuelle Entwicklungen in der Energiewirtschaft. Regulierung des Stromnetzzugangs nach dem Energiewirtschaftsgesetz und die Anreizregulierung von Netzentgelten – Kaiserslautern: Technische Universität Kaiserslautern - 2010

Blankart, Charles B.; Cwojdzinski, Lisa; Fritz, Marco: Netzregulierung in der Elektrizitätswirtschaft. Was bringt das neue Gesetz? In: Wirtschaftsdienst, Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 84. Jahrgang, Heft 8 - Leibniz: ZBW - 2004

Bohne; Jansen: Strategien von Stadtwerken im liberalisierten Strommarkt. In: Schriftenreihe der Hochschule Speyer – Berlin: Duncker&Humblot - 2007

Bonde, Bettina: Deregulierung und Wettbewerb in der Elektrizitätswirtschaft. Eine Untersuchung der politischen Ökonomie der Liberalisierung im internationalen Vergleich – Frankfurt am Main: Lang - 2002

Boltz, Walter; Anzenberger, Wolfgang; Schmidt, Barbara: Letter of Intent II (LOI II). Anreizregulierung Strom. 2. Regulierungsperiode 2010–2013 – Wien: ECG, VEÖ - 2009

Boltz, Walter: Pressegespräch. Die aktuelle Situation am österreichischen Strom- und Gasmarkt - Wien: ECG – 02.10.2009

Boltz, Walter: Pressefrühstück. Vorstellungen des Regulators zur Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspakets in Österreich - Wien: ECG – 15.10.2009

Boltz, Walter: Regulator will Marktmacht der Versorger mit EU-Hilfe knacken – Wien: In: Der Standard – Wien: Der Standard, Tageszeitung für Österreich - 3./4.10.2009

Boltz, Walter: Enquete „Anreizregulierung Strom“. Das neue Regulierungssystem. Rückblick und Ausblick auf die Regulierungstätigkeit der E-Control – Wien: ECG – 14.12.2005

Boltz, Walter: Strukturänderungen in der europäischen Energiewirtschaft. In: ECG-Newsletter, Band I/2008 – Wien: ECG - 2008

Boltz, Walter: Marktbericht 2002 – Wien: ECG – 2002

Boltz, Walter: Marktbericht 2008 – Wien: ECG – 2008

Boltz, Walter: Marktbericht 2009 – Wien: ECG – 2009

Boltz, Walter: Tätigkeitsbericht 2009 – Wien: ECG - 2010

Boltz, Walter: Auslegungsgrundsätze zu den energierechtlichen Entflechtungsbestimmungen – Wien: ECG – 10.12.2009

Boltz, Walter: Wettbewerb, quo vadis ? Zur Lage des Strom- und Gasmarktes in Österreich – Wien: ECG – 31.07.2008

Böheim, Michael: Wettbewerb und Wettbewerbspolitik auf dem österreichischen Strommarkt. Ein Überblick vier Jahre nach der Marktliberalisierung. In: WIFO-Monatsberichte, Jg. 78, Nr. 9, S. 629-645 – 2005

Böwing, Andreas: Rechtsfragen des Netzzugangs und der Netzbenutzung im Energiebereich, insbesondere bei Stromnetzen. In: Schwarze, Jürgen: Der Netzzugang für Dritte im Wirtschaftsrecht - Baden-Baden: Nomos - 1999

Brandstätter, Ernst: Sinnvoller Kompromiss für Strom-Binnenmarkt – Wien: VEÖ – 24.3.2009

Brandstetter, Ernst: Energie-Investitionen benötigen konsistente Rahmenbedingungen – Brüssel: VEÖ – 05.03.2009

Brandstätter, E.; Ometzberger B.; Riebler C.: Regulator E-Control und E-Wirtschaft über neue Netztarife einig – Wien: VEÖ - 2009

Brauner, G.: Wandel der Elektrizitätsversorgung im Wettbewerb. In: Fremuth, W., Parak, Ch. (Hrsg.): Regulierung der Deregulierung von Infrastrukturmärkten – Wien: Manz - 2002

Brunekreeft, Gert: Kosten, Körbe, Konkurrenz. Price Caps in der Theorie. In: Schriftenreihe der Deutschen Verkehrswissenschaftlichen Gesellschaft, Nr. 67 – Freiburg: Uni Freiburg – März 2000

Bundesnetzagentur: 1. Referenzbericht der Anreizregulierung. Price-Caps, Revenue-Caps und hybride Ansätze - Bonn: BnetzA – 08.12.2005

Diekmann, Jochen; Ziesing, Hans-Joachim; Leprich, Uwe: Anreizregulierung für Beschäftigung und Netzinvestitionen – Berlin: DIW Berlin, E&E Consult GbR Saarbrücken - 2006

Dippel, Carsten: EU-Verordnung EU-Energie-Agentur – Freiburg: cep – 03.12.2007

Draxler, H.P.: Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft, 1. Auflage – Wien: Nomos – 1997

ECG: Marktintegration. URL: <http://www.e-control.at/de/econtrol/themen/marktintegration>, verfügbar am 25.11.2009

ECG: Marktintegration. URL: <http://www.e-control.at/de/econtrol/themen/marktintegration>, verfügbar am 18.07.2010

ECK: Erläuterungen zur SNT-VO 2006 – Brüssel: ECK - 2006

ECK: Erläuterungen zur SNT-VO 2010 – Brüssel: ECK - 2010

Eisenmenger, Sven: Der Netzzugang als Blockademittel in der Stromwirtschaft. Zugleich ein Diskussionsbeitrag zur Einführung einer staatlichen Regulierungsbehörde in der Elektrizitätswirtschaft. In: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft, Band 53, S. 241-258 – Stuttgart: Lucius&Lucius - 2002

Eising, R.: Liberalisierung und Europäisierung, die regulative Reform der Elektrizitätsversorgung in Großbritannien, der europ. Gemeinschaft und der Bundesrepublik Deutschland – Opladen: Leske & Budrich – 2000

- EurActiv.com:** Liberalisierung des Strommarktes der EU. URL:
<http://www.euractiv.com/de/energie/liberalisierung-strommarktes-eu/article-170955>, verfügbar am 06.02.2009
- EurActiv.com:** Regulierungsbehörden zweifeln an EU-Energieagentur. URL:
<http://www.euractiv.com/de/energie/regulierungsbehrden-zweifeln-eu-energieagentur/article-169855>, verfügbar am 07.08.2010
- Euroforum:** Management-Lehrgang. Anreizregulierung – Düsseldorf: EUROFORUM – 1/2008
- Europäischer Rat:** URL:
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/de/ec/00100-r1.d0.htm, verfügbar am 18.07.2010
- Europäischer Rat:** Schlussfolgerungen des Vorsitzes – Lissabon: Europäischer Rat – 23./24.03.2000
- Ey Frank, Pöschmann Gerhard, Raptis Julia L.,...:** Daseinsvorsorge. Dienstleistungen von allgemeinem Interesse. Das BSA-Konzept – Wien: BSA - 2007
- FGW, ÖVGW:** Anreizregulierung. In: Forum Gas Wasser Wärme, Ausgabe 3/2005 – Wien: Friedrich VDV - 2005
- FGW, ÖVGW:** Anreizregulierung. In: Forum Gas Wasser Wärme, Ausgabe 1/2008 – Wien: Friedrich VDV - 2008
- Filippini, Massimo; Wild, Jörg; Luchsinger, Cornelia (ETH Zürich):** Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung. Erfahrungen in Norwegen und Schweden - Zürich: CEPE - 2001
- Finger, Yvonne (Bundesnetzagentur):** Übersicht über die Entflechtungsvorgaben im dritten Richtlinienpaket der Europäischen Kommission. Informationsveranstaltung für Gleichbehandlungsbeauftragte – Bonn: Universitätsclub Bonn – 29.10.2007
- Fischer, Marc; Meffert, Heribert; Perrey, Jesko:** Markenpolitik. Ist sie für jedes Unternehmen gleichermaßen relevant? Eine empirische Untersuchung zur Bedeutung von Marken in Konsumgütermärkten. In: Die Betriebswirtschaft, Jg. 64, Nr. 3 – Wiesbaden: Gabler - 2004
- Ford, Jeremy; Gülen, Serkan; Wallmeier, Carsten:** Wettbewerb in liberalisierten Strommärkten. In: Laker, Michael (Hrsg.): Marketing für Energieversorger – Wien: Ueberreuter – 2000
- Fremuth Walter, Parak Christoph (Hrsg.):** Regulierung der Deregulierung von Infrastrukturmärkten – Wien: Manz - 2002
- Freshfields Bruckhaus Deringer:** Executive Summary des Rechtsgutachtens "Eigentumsrechtliche Entflechtung bei integrierten Elektrizitätsunternehmen" - Berlin: Freshfields Bruckhaus Deringer LLP - 2007
- Fritsch, Michael; Wein, Thomas; Ewers, Hans-Jürgen:** Marktversagen und Wirtschaftspolitik. Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns, 7. Auflage – München: Vahlen - 2007
- Fritz, Wolfgang; König, Siegfried:** Der liberalisierte Strommarkt. Eine Einführung. In: Kahmann, Martin; König, Siegfried (Hrsg.): Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt. Regeln und Techniken – Berlin: Springer – 2000
- Gabler Wirtschaftslexikon,** 15. Auflage – Wiesbaden: Gabler – 2000

Grönli, Helle; Haberfellner, Maria: Mechanismen der Anreizregulierung. In: ECG Working Paper Nr. 5 - Wien: ECG – 2002

Haber, Alfons; Rodgarkia-Dara, Aria: Qualitätsregulierung. Theorie und internationale Erfahrungen. In: ECG Working Paper Nr. 16 - Wien: ECG - 2005

Haberfellner, Maria; Hujber, Andras; Koch, Peter: Electricity Market Liberalisation in Austria. Further Down the Way. In: ECG Working Paper Nr. 10 – Wien: ECG - 2002

Haucap, Justus; Uhde, Andre: Regulierung und Wettbewerbsrecht in liberalisierten Netzindustrien aus institutionenökonomischer Perspektive. In: ORDO. Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft – Stuttgart: Lucius - 2008

Hauck, Stefanie: Ownership Unbundling führt nicht zu mehr Wettbewerb. In: Pressemitteilung A.T.Kearney - Düsseldorf: ATKearney – 21.01.2008

Hoffjan, Andreas: Möglichkeiten und Grenzen statistischer Analyseverfahren in der Wasserwirtschaft. In: 10. IFWW-Fachkolloquium – Haltern am See: TU Dortmund – 19.05.2010

Höferl, Andreas: Liberalisierung und Privatisierung öffentlicher Dienstleistungen in der EU-25. Zusammenfassung - Wien: ÖGPP - 2005

Hörnschemeyer, Franz Gerd: Netzregulierung, Schlüssel des Wettbewerbs ? In: Brancheninfo Energiewirtschaft, Band 13/2008 – Hannover: IG BCE – 2008

Internationale Energieagentur: Energiebericht 2007. URL: <http://portal.wko.at/wk/>, verfügbar am 09.02.2009

Kalab, Otto: Der Energiemarkt 2010 – Wien: WKO – 09.02.2010

Kirchner, Gunda: Zur Zukunft öffentlicher Dienstleistungen. Zwischen Staat und Markt. Aktuelle Herausforderungen der öffentlichen Dienstleistungserbringung – Wien: Kammer für Arbeiter und Angestellte – Dez. 2005

Knieps, Günter: Netzökonomie. Grundlagen, Strategien, Wettbewerbspolitik In: Gabler Lehrbuch – Wiesbaden: Gabler – 2007

Knieps, Günter; Brunekreeft, Gert: Zwischen Regulierung und Wettbewerb. Netzsektoren in Deutschland, 2. Auflage - Heidelberg: Physica – 2003

Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Mitteilung der Kommission an den Rat und das Europäische Parlament. Bericht über die Fortschritte bei der Verwirklichung des Erdgas- und Elektrizitätsmarktes – Brüssel: KOM – 11.3.2009

Kordik, Hanna: Hüte dich vor dem Wettbewerbshüter. In: Die Presse – Wien: Die Presse, Tageszeitung für Österreich - 03.10.2009

Kroneberg, Jürgen: Vorlesung Energierecht. Entflechtung – Köln: RWE – 18.04.2008

Kurth, Matthias: Monopole, Macht, Moral. In: Jens, Uwe, Romahn, Hajo (Hrsg.): Wirtschaftliche Macht - politische Ohnmacht? Zur Liberalisierung und Re-Regulierung von Netzindustrien – Marburg: Metropolis - 2009

Kühn, Christian: Yardstick Regulierung für Elektrizitätsverteilungsnetzbetreiber, 1. Auflage - München: Oldenbourg – 2006

Ksoll, Markus: Alternative Preistechniken und vertikale Strukturen in der Stromwirtschaft. Eine räumliche Partialmarktanalyse der Liberalisierung - Aachen: Shaker - 2003

Latkovic, Krunoslav: EVU im Wandel. Ansatzpunkte und Probleme einer Umstrukturierung und Neuausrichtung des Stromgeschäfts – Essen , Energiewirtschaft und Technik - 2000

Leber, Susanne: Entflechtung bei Verteilernetzbetreibern. In: VSE-Bulletin Ausgabe 4/2010 – Saarbrücken: VSE - 2010

Leprich, Uwe: Energiemarktregulierung in Österreich. Kurzgutachten für die Energie SaarLorLux AG – Saarbrücken: iZes – Juli 2003

Leuschner, Udo: Energie-Chronik. URL: <http://www.udo-leuschner.de/energie-chronik/090207.htm>, verfügbar am 28.07.2010

Loibl, Helmut; Thalmaier, Heide: Energieversorgungsleitungen. In: Rayermann, Marcus; Loibl, Helmut: Energierecht Handbuch – Berlin: ESV - 2003

Löchel, Horst: Mikroökonomik. Haushalte, Unternehmen, Märkte; 1. Auflage – Wiesbaden: Gabler – 2003

Mahn, Ulrich: Was ist Anreizregulierung? In: Nachrichtendienst Anlage, Ausgabe April 2005, Nr. 676 – Köln: VKU – 2005

Mayer, J: Die Liberalisierung des österreichischen Elektrizitätsmarktes. In: Fremuth, W.; Parak, Ch. (Hrsg.): Regulierung der Deregulierung von Infrastrukturmärkten - Wien: Manz - 2002

Mayer, Heinz (Hrsg): Hauptfragen des Elektrizitäts-Wirtschaftsrechts – Wien: Manz - 2003

Meyers neues Lexikon, Band 8 - Leipzig: Bibliographisches Institut Mannheim – 1981

Ometzberger, Bettina; Riebler, Claudia: Spürbare Senkung der Netznutzungstarife für Strom ab 1.1.2010 – Wien: ECG – 23.12.2009

Ometzberger, Bettina; Brandstätter, Ernst: Neues Modell für Abgeltung von Netzverlusten der E-Wirtschaft – Wien: VEÖ – 22.12.2009

Ometzberger, Bettina; Boltz, Walter: Die aktuelle Situation am österreichischen Strom- und Gasmarkt In: ECG Pressegespräch – Wien: ECG - 02.10.2009

Pielke, M.; Kurrat, M.: X. Symposium Energieinnovation vom 13.-15. Februar 2008 in der TU Graz. Anreizregulierung als neuer Rechtsrahmen effizienter Versorgungsstrukturen in Europa - Graz: TU Braunschweig - 2008

Pricewaterhouse Coopers AG WPG (Hrsg.): Entflechtung und Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft, 2. Auflage – Freiburg: Haufe – 2008

Riebler, Claudia; Boltz, Walter: Vorstellungen des Regulators zur Umsetzung des 3. Energieliberalisierungspakets in Österreich In: ECG Pressefrühstück – Brüssel: ECG - 15.10.2009

Rodkarkia-Dara, Aria: Ratchet Effect In: ECG Working Paper Nr. 18 – Wien: ECG – 2007

Sandgruber, R: Ökonomie und Politik. Österreichische Wirtschaftsgeschichte vom Mittelalter bis zur Gegenwart – Wien: Ueberreuter - 1995

- Schmidt**, Barbara: Umsetzung des 3. Energiebinnenmarktpakets. Die Position der E-Wirtschaft – Wien: VEÖ – Jänner 2010
- Schmidt**, Barbara; Püls-Schlesinger, Susanne: Position der österreichischen E-Wirtschaft zum Binnenmarkt der EU - Wien: VEÖ - 2009
- Schotter**, A.: Microeconomics. A Modern Approach, 3. Auflage - New York: Addison-Wesley Int.-2000
- Sharkey**, T.: The Theory of Natural Monopoly – Press: Cambridge University - 1982
- Shleifer**, Andrei.: A Theory of Yardstick Competition. In: Rand Journal of Economics, Vol. 16, Nr. 3 – Oxford: JSTOR – 1985
- Siebert**, Horst; Lorez, Oliver: Einführung in die Volkswirtschaftslehre, 15. Auflage – Stuttgart: Kohlhammer – 2007
- Spauschus**, Philipp: Die wettbewerbliche Öffnung von Märkten mit Netzstrukturen am Beispiel von Telekommunikation und Elektrizitätswirtschaft, 1. Auflage – Frankfurt: Lang – 2004
- Steger**, U.; Büdenbender, U.; Feess, E.; Nelles, D.: Die Regulierung elektrischer Netze. Offene Fragen und Lösungsansätze – Berlin: Springer - 2008
- Storr**, Stefan: „Eigentumsentflechtung“, „ISO“ und „Aktiensplitt“ im Gefüge des europäischen Verfassungsverbundes – Graz: Uni Graz – 21.2.2008
- The Economist**: A sparky new policy. The European Union gets tough with energy companies. In: The Economist, Jg. 165 Nr. 8511 – London: The Economist – 2007
- Theobald**, Christian; Zenke, Ines: Grundlagen der Strom- und Gasdurchleitung, 1. Auflage – München: C.H. Beck – 2001
- Wallnöver**, B: Darstellung des neuen Regulierungssystems aus Sicht des VEÖ-Verhandlers. In: Beitrag zur Enquete der ECG „Anreizregulierung Strom“ der TIWAG - Wien: TIWAG - 2005
- Wejwoda**, Klaus: Stellungnahme der Wettbewerbskommission zu den Tätigkeitsberichten der Bundeswettbewerbsbehörde – Wien: Wettbewerbskommission - 2008
- Wenty**, D.: Energiepreise und ihre Auswirkungen auf das Verhalten der Konsumenten. In: Eder, Horcher, Hartig (Hrsg.): Herausforderung Energie – Wien: Orac - 1996
- Wilke**, Nicole: Tarifregulierung im liberalisierten Elektrizitätsmarkt. In: Kahrman, M.; König, S. (Hrsg.): Wettbewerb im liberalisierten Strommarkt. Regeln und Techniken – Berlin: Springer - 2000
- Wirl**, F.: Die Theorie der öffentlichen Firmen. Rahmenbedingungen für effiziente Versorgungsunternehmen – Baden-Baden: Nomos - 1991
- Zanon**, F.: Das 2. Verstaatlichungsgesetz 1947 im Lichte der europarechtlichen Entwicklung. In: Schriftenreihe des Instituts für Föderalismusforschung, Band 69 – Innsbruck: Universitäts-Verlagsbuchhandlung – 1996
- Zimmer**, Mathias; Rayermann, Marcus; Koopmann, Hans-Martin: Rechte und Pflichten der Marktteilnehmer. In: Rayermann, Marcus; Loibl, Helmut: Energierecht Handbuch – Berlin: ESV - 2003
- Zirm**, Jakob: Der Kampf um das „öffentliche Interesse“. In: Die Presse, Tageszeitung für Österreich – Wien: Die Presse - 13.06.2009

Erklärung

Ich erkläre, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und nur unter Verwendung der angegebenen Literatur und Hilfsmittel angefertigt habe.

Lochau, am

(Unterschrift Verfasser)